

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования  
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

---

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
<b>КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ПРИМЕНЕНИЮ ТЕХНОЛОГИЙ БОРЬБЫ С СОЛЕОТЛОЖЕНИЯМИ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН НА САМОТЛОРСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ХМАО)</b>

УДК 622.276.72(571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6В2	Бенке Вадим Алексеевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Никульчиков Андрей Викторович	К. Х. Н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

### КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Клемашова Елена Игоревна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н.		

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Никульчиков Андрей Викторович	К. Х. Н.		

### Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
<b>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</b>		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2a) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3e)
<b>в области производственно-технологической деятельности</b>		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	Внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)

<b>Код результата</b>	<b>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</b>	<b>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</b>
<b>в области организационно-управленческой деятельности</b>		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК-17, ПК-19, ПК-22)
<b>в области экспериментально-исследовательской деятельности</b>		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
<b>в области проектной деятельности</b>		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-e)

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования  
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
Руководитель ООП

\_\_\_\_\_  
(Подпись)      (Дата)      (Ф.И.О.)

### ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы
(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б6В2	Бенке Вадиму Алексеевичу

Тема работы:

Комплексный подход к применению технологий борьбы с солеотложениями в процессе эксплуатации скважин на Самотлорском нефтяном месторождении (ХМАО)
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

#### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<b>Исходные данные к работе</b>	Пакет технологической информации по Самотлорскому месторождению. Графические материалы и тексты научно-исследовательских работ по месторождениям Западной Сибири, специальная и учебная литература
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	Основные факторы и механизмы формирования солевых отложений, технологии предотвращения и удаления солевых отложений, анализ методов, применяемых на Самотлорском месторождении, финансовый менеджмент, ресурсоэффективность, ресурсосбережение, социальная ответственность.
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> <i>(с указанием разделов)</i>	

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.э.н. Клемашева Елена Игоревна
Социальная ответственность	Ассистент, Сечин Андрей Александрович
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>	
Характеристика Самотлорского нефтяного месторождения	
Процесс солеобразования и типы солей	
Причины и условия образования солей в скважинах	
Технологии борьбы с солеотложениями на Самотлорском месторождении	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал руководитель / консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Никульчиков Андрей Викторович	к.х.н.		
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6В2	Бенке Вадим Алексеевич		

## **ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ**

**УЭЦН** – установка электроцентробежного насоса;

**МРП** – межремонтный период;

**СНО** – средняя наработка на отказ;

**ГНО** – глубинно-насосное оборудование;

**ПЭД** – погружной электродвигатель;

**НКТ** – насосно-компрессорные трубы;

**ПСК** – погружной скважинный контейнер;

**ГРП** – гидроразрыв пласта;

**СУДР** – система устьевой дозировки реагента;

**МБРХ** – мобильный блок реагентного хозяйства;

**ПРС** – подземный ремонт скважин;

**ТРС** – текущий ремонт скважин;

**КРС** – капитальный ремонт скважин;

**ПВД** – поддержание пластового давления;

**ОПИ** – опытно-промышленное испытание;

**ЭК** – эксплуатационная колонна;

**ИС** – ингибитор солеотложения;

**УДЭ** – установка дозировочная электронасосная;

**БСГ** – блокирующие составы глушения;

**ГТМ** – геологи-технические мероприятия;

**ТЖГ** – тяжёлые жидкости глушения;

**СПКУ** – специальное погружное кабельное устройство.

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа состоит из 84 страниц, 13 рисунков, 13 таблиц, 1 Приложения и 35 источников использованной литературы.

Ключевые слова: Самотлорское нефтяное месторождение (ХМАО), нефть, скважина, солеобразование, прогнозирование солеотложений, методы и технологии борьбы.

Объектом исследования является солевой фонд скважин Самотлорского нефтяного месторождения (ХМАО).

Предметом исследования являются технологии борьбы с солеотложениями, реализуемые на Самотлорском месторождении.

Цель работы: провести анализ применяемых методов и технологий борьбы с солеотложениями: оценить эффективность проводимых мероприятий и предложить возможные к реализации технологии, способные увеличить эту эффективность.

В выпускной квалификационной работе рассмотрены общие сведения о солеотложении, охарактеризован процесс образования твердых осадков солей в нефтепромысловом оборудовании, причины образования солеотложения, методы борьбы с ними, так же рассмотрены методы периодической продавки ингибитора, виды обработки и последовательность выполнения работ и возможные к применению технологии.

Область применения: технологии борьбы с солями реализуются на всех этапах добычи нефтепродуктов: от пласта до выкидных линий.

## **REPORT**

The final qualification work consists of 84 pages, 13 figures, 13 tables, 1 Appendix and 35 sources of the used literature.

Keywords: Samotlor oil field (KhMAO), oil, well, salt formation, salt deposition forecasting, methods and technologies of control.

The object of the study is the salt fund of the wells of the Samotlor oil field (KhMAO).

The subject of the study is the technologies for combating salt deposition implemented at the Samotlor field.

The purpose of the work: to analyze the methods and technologies used to combat salt deposition: to evaluate the effectiveness of the measures taken and to propose possible technologies for implementation that can increase this efficiency. In the final qualifying work, general information about salt deposition is considered, the process of formation of solid salt deposits in oilfield equipment, the reasons for the formation of salt deposition, methods of combating them are described, as well as methods of periodic sale of the inhibitor, types of treatment and the sequence of work and possible technologies for use.

Scope of application: salt control technologies are implemented at all stages of oil products production: from the reservoir to the discharge lines.



## **Оглавление**

<b>ВВЕДЕНИЕ.....</b>	<b>12</b>
<b>1 ХАРАКТЕРИСТИКА САМОТЛОРСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....</b>	<b>13</b>
1.1 Общие сведения о месторождении.....	13
1.2 Геолого-физическая характеристика месторождения .....	15
1.3 Физико-химические свойства нефти .....	22
<b>2 ОБОБЩЕНИЕ И АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДОВ И ТЕХНИЧЕСКИХ СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ.....</b>	<b>25</b>
2.1 Общие сведения о процессе солеотложения.....	25
2.2 Факторы и причины образования солей.....	26
2.2.1 Основные причины солеобразования.....	26
2.2.2 Влияние добывающих скважинах, на примере карбонатных отложений.....	29
2.2.3 Влияние добывающих скважинах, на примере карбонатных отложений.....	31
2.3 Механизмы образования солеотложений.....	32
2.4 Методы предотвращения солеотложений в нефтяных скважинах .....	35
2.5 Опыт применения ингибиторов для предотвращения отложения солей.....	39
2.5.1 Периодическое дозирование ингибитора в затрубное пространство .....	39
2.5.2 Постоянное помощью поверхностных дозирующих устройств	39
2.5.3 Метод периодической продавки ингибитора солеотложений...	40
2.6 Решение проблемы солеотложения.....	41
2.6.1 Предупреждение – как метод борьбы с солеотложением .....	41
2.6.2 Удаление – как метод борьбы с солеотложением.....	46
2.6.3 Комплексный подход к применению технологии борьбы с	

солеотложениями на Самотлорском нефтяном месторождении .....	48
<b>3 ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВЫБОРУ ТЕХНОЛОГИЙ БОРЬБЫ С СОЛЕОТЛОЖЕНИЯМИ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН.....</b>	<b>54</b>
<b>4.ФИНАНСОВЫЙМЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....</b>	<b>66</b>
4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения работ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	66
4.1.2Технология QuaD.....	69
4.2 Планирование выполнения работ.....	70
4.3 Бюджет проведения работ.....	76
4.3.1 Заработная плата исполнителей проекта.....	77
4.3.2 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления).....	79
4.3.3. Накладные расходы.....	79
4.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности проведения работ.....	81
<b>5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....</b>	<b>86</b>
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	86
5.2 Производственная безопасность.....	87
5.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия.....	87
5.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия.....	92
5.3 Экологическая безопасность .....	93
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	94

<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....</b>	<b>98</b>
<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....</b>	<b>99</b>

## ВВЕДЕНИЕ

Проблема отложения солей является постоянным спутником эксплуатации скважинного и подземного оборудования как на начальных, так и на завершающих стадиях разработки нефтяных месторождений. Несмотря на различные причины процесса солеотложений, его последствия одинаково негативно влияют на эффективность добычи нефти. Накапливаясь в добывающих скважинах и в нефтесборных коммуникациях, отложения неорганических солей портят дорогостоящее оборудование, приводят к ремонтным работам и, как следствие, к недобору нефти. Проблема солеотложения на большинстве активно разрабатываемых нефтяных месторождений в последние годы получила особую актуальность в связи с ростом объемов добываемой пластовой жидкости и увеличением обводненности добываемой продукции.

Цель выпускной квалификационной работы: провести анализ применяемых методов и технологий борьбы с солеотложениями: оценить эффективность проводимых мероприятий и предложить возможные к реализации технологии, способные увеличить эту эффективность.

Задачи выпускной квалификационной работы:

1. Дать характеристику Самотлорского месторождения;
2. Изучить процесс солеотложения и определить основные причины образования солей;
3. Изучить методы предотвращения солеотложений в нефтяных скважинах;
4. Провести анализ методов и технологий борьбы с солеотложениями на Самотлорском месторождении;
5. Разработать рекомендации по выбору технологий борьбы с солеотложениями в процессе эксплуатации скважин.

# **1 ХАРАКТЕРИСТИКА САМОТЛОРСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

## **1.1 Общие сведения о месторождении**

Самотлорское нефтяное месторождение (Самотлор) - field - крупнейшее в России и одно из крупнейших в мире месторождений нефти.

Расположено в Ханты-Мансийском автономном округе, в 15 км северо-восточнее г. Нижневартовска, в районе озера Самотлор.

В переводе с хантымансийского Самотлор означает «мёртвое озеро», «худая вода».

На данный момент месторождение сохранило почти четверть своих извлекаемых запасов — около 0,9 млрд. тонн нефти по сравнению с 3,7 млрд. тонн в начале его разработки. Месторождение относится к Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Открыто в 1965 г. Мегионской нефтеразведочной экспедицией под руководством В. Абазарова.

Самотлорское месторождение на многие километры окружают непроходимые болота.

Для создания нефтепромысла на озере-болоте отсыпали искусственные острова для буровых вышек.

Площадь лицензионного участка недр Самотлора - 2516,9 м<sup>2</sup>.

Бурение первой эксплуатационной скважины было начато зимой 1968 г.

Промышленная нефтегазоносность была обнаружена в 18 продуктивных пластах, приуроченных к юрским и меловым отложениям.

Залежи - на глубине 1,6-2,4 км.

Начальный дебит скважин - 47 - 200 т/сут.

Плотность нефти 0,85 г/см<sup>3</sup>, содержание серы 0,68-0,86 %.

В 1981 г. была добыта 1 –млрд. тонн нефти.

В 1980-х гг. добыча нефти составляла около 150 млн. т/год.

В 1996 г. было добыто лишь 16,74 млн. т нефти.

Всего на месторождении было пробурено 16 700 скважин, добыто более 2,3 млрд. т нефти.

В 2009 г. ТНК-ВР планировала добывать на Самотлоре 27,8 млн. т/год нефти, предполагая инвестировать до 2015 г 4,6 млрд. долл. США.

В начале 2000-х годов на месторождении продуктивно работали нефтесервисные компании, в т.ч Halliburton, Schlumberger и др.

В настоящее время оператором Самотлорского месторождения является НК «Роснефть».

Добыча нефти на месторождении составляет около 22 млн. т/год.

Разработку месторождения ведут Самотлорнефтегаз (экс-Нижневартовскнефтегаз) и РН-Нижневартовск, дочки Роснефти.

У Самотлорнефтегаза 9 лицензионных участков недр, на которых компания проводит:

- разведку и разработку нефтяных и газовых месторождений,
- бурение параметрических, поисковых, разведочных, эксплуатационных скважин,
- добыча, транспортировку, подготовку, переработку и реализация углеводородного сырья,
- обустройство нефтяных и газовых месторождений.

На месторождении ныне есть 9370 добывающих и 4328 нагнетательных скважин.

Протяженность промысловых нефтепроводов - 2490 км, водоводов - 2422 км, других трубопроводов - 445 км. (рисунок 1).

В. пробурено 233 скважины, что на 40% больше, чем в 2015 г.

С 2013г. Цех восстановления экологии (ЦВЭ) работает в круглогодичном режиме: в 2014г. госкомиссии были сданы 157 га рекультивированных земель, в 2015г. - 178 га, в 2016г. - 256 га, а к 2020 г. предполагается полностью рекультивировать земли Самотлора.

В 2014 г. Самотлорнефтегаз начал реализацию проекта по строительству более 570 скважин с целью стабилизации добычи нефти.

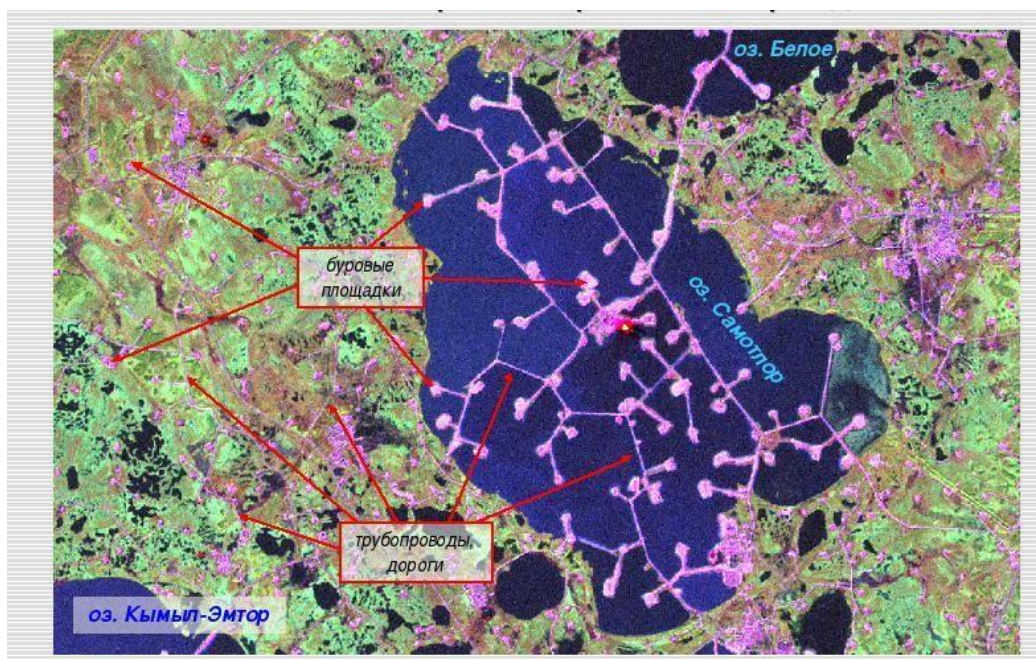


Рисунок 1 – Схема расположения трубопроводов и буровых площадок на Самотлорском месторождении

Предусмотрено уплотняющее бурение центральной зоны Самотлорского месторождения мобильными установками и разбуривание краевых залежей кустовым бурением.

В ноябре 2017 г. Госдума РФ приняла в 3-м, окончательном чтении закон о поправках в Налоговый кодекс РФ, согласно которому вводятся инвестиционные стимулы для Самотлорского нефтяного месторождения (Самотлора) в форме снижения НДС в размере 35 млрд. руб/год сроком на 10 лет.

## 1.2 Геолого-физическая характеристика месторождения

Западно-сибирский бассейн занимает 3400000 км. на низменности, расположенной между Уралом на западе и рекой Енисей, ограничивающей сибирский кратон с востока. С юга бассейн ограничен Казахстанско-Алтайской складчатой системой. На севере бассейн продолжается на 200-400 км. на шельфе Карского моря вплоть до Новой Земли.

Толщина отложений – в основном, чередующихся песчаников, алевролитов и глин варьируется от 1000-1500 м. на периферии до 3000-6000м. в центральной и северной частях. Почти вся Западно-Сибирская низменность покрыта четвертичными отложениями, только на южной границе можно встретить обнажения более древних мезозойских пластов.

Добыча углеводородов в бассейне ведётся в четырёх крупных регионах: среднем Приобье, приуральской площади, южном бассейне, северном бассейне. В северном бассейне расположен Уренгой – крупнейшее в мире месторождение газа и несколько других супергигантских газовых месторождений. В среднем Приобье расположены Самотлор и другие гигантские месторождения нефти. К настоящему времени добыча в бассейне составила 70 миллиардов баррелей нефти и 1000 триллионов кубофутов газа.

Самотлорское месторождение расположено на Нижневартовском куполе размерами 200 на 150 км, ориентированном в направлении регионального поднятия с севера от юры до сеномана. Данное исследование ограничено пластами от баррема до нижнего апта.

В геологическом строении Нижневартовского свода, где расположено Самотлорское месторождение принимают участие породы доюрского фундамента, мезо-кайнозойских терригенных отложений, платформенного чехла.

Геологический разрез месторождения представлен мощной толщей (2740 - 2870м.) осадочных пород мезо-кайнозойского возраста от юрских до четвертичных включительно, несогласно залегающих на размытой поверхности отложений складчатого палеозойского фундамента.

Палеозойский фундамент представлен сильно метаморфизированными глинистыми и глинисто-сланцевыми сланцами.

Комплекс осадочных пород сложен континентальными, прибрежно-морскими и морскими отложениями.

На Самотлорском месторождении имеются семь нефтяных залежей и одна нефтегазовая. Кроме того, под озером Самотлор в породах сеноманского



возраста расположена небольшая газовая залежь.

В валанжинских породах на глубине 2000-2150м. залегает нижняя группа нефтяных пластов. Нефть в них легкая, содержащая до 50-55% бензина и керосина, 0,6-0,7% серы. В нефтяных пластах температура равна 65-70°C. Суточное количество нефти, получаемое из одной скважины, оценивается в 100-200т. (в настоящий момент дебиты в среднем упали до 5-7т.). В некоторых скважинах первоначальные дебиты доходили до 1200т\сутки. В каждой тонне нефти содержится до 100м<sup>3</sup> газа, выделяемого при подъеме нефти на поверхность.

В аптских и барремских породах на глубине 1600-1700м. залегает вторая группа нефтяных пластов. Нефть в них более тяжелая, содержание керосина и бензина равняется 45-50%, серы 0,8-0,9%. Температура нефти в пластах 60-65°C. Суточная производительность скважин достигала 60-100т (в настоящее время 3-10т). В каждой тонне растворено до 150м<sup>3</sup> газа.

В самом верхнем аптском пласте над нефтью залегает свободный газ с небольшим содержанием конденсата. Аптский нефтеносный пласт имеет очень большую площадь распространения, значительно больше контуров Самотлора. Было доказано, что нефть в аптском пласте без перерывов, в виде сплошной залежи уходит за границу Самотлорского месторождения и охватывает Аганское, Мыхпайское, Мегионское и Ватинское месторождения.

Геологический разрез и структурные карты меловых отложений Самотлорского месторождения нефти представлены на рисунке 2.

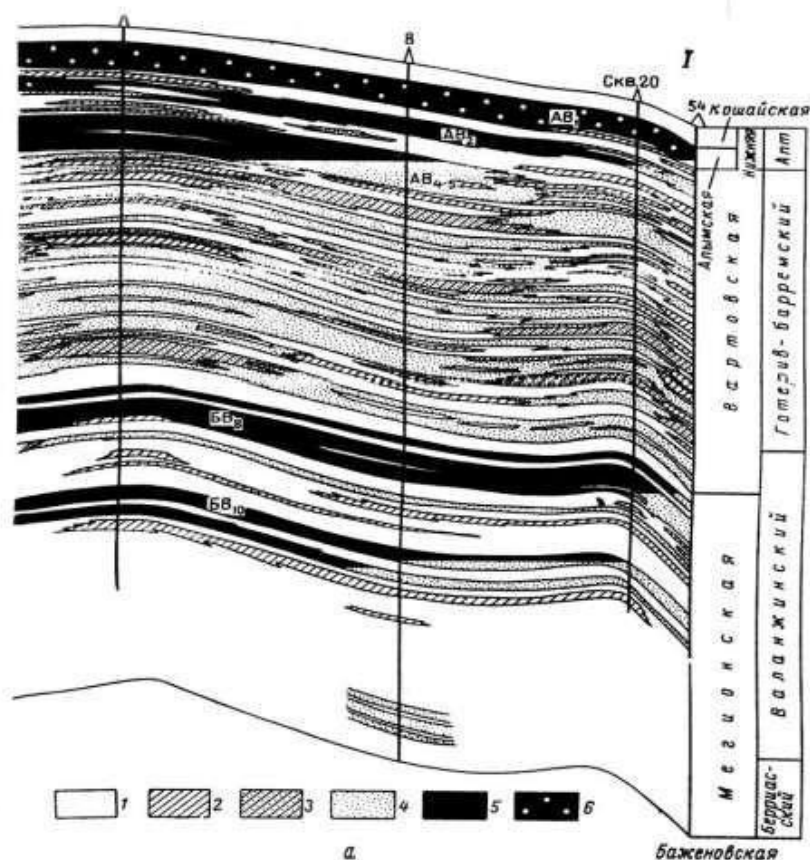


Рисунок 2 – Геологический разрез и структурные карты меловых отложений Самотлорского месторождения нефти.

а – геологический разрез: 1 – глины, аргиллиты; 2- алевролиты; 3 – чередование глин, алевролитов и песчаников (песков); 4 – песчаники; 5 – залежи нефти; 6 – залежи газа.

Общая толщина платформенного чехла на месторождении превышает 2900 м. Разрез представлен осадочными, преимущественно терригенными образованиями от юрского до четвертичного возрастов. Фундамент сложен глинистыми и глинисто-сланцевыми сланцами верхнего палеозоя.

Основные промышленные залежи Самотлорского месторождения связаны с горизонтами АВ1, АВ 2–3, АВ 4–5, БВ8, БВ10 раннемелового возраста. Менее значительные запасы углеводородов содержат также пласты АВ 6–7 (вартовская свита), БВ 19–20 (ачимовская свита) нижнего мела и 2 ЮВ1и 0 ЮВ1 (васюганская свита) верхней юры. Некоторые параметры основных нефтегазоносных горизонтов месторождения приведены в таблице

1.

Таблица 1 – Геолого-физические параметры и характеристика неоднородности залежей Самотлорского месторождения

Показатели	Горизонты				
	AB <sub>1</sub>	AB <sub>1-2</sub>	AB <sub>4-5</sub>	BB <sub>8</sub>	BB <sub>10</sub>
Глубина, м	1611	1654	1687	2011-2026	2165
Нефтенасыщенная толщина, м	6,9	8,5	19,0	3,8-5,9	6,5
Проницаемость пород, мкм <sup>2</sup>	0,196	0,151-0,676	0,863	0,072-0,863	0,098
Пористость пород, %	25,2	26,5	27,8	22,8-24,5	28,7
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,49	0,31	0,74	0,35-0,58	0,24
Коэффициент расчлененности, доли 5ед	3,9	6,3	9,42	2,75-4,31	4,76
Начальное пластовое давление, МПа	17,6	17,6	17,6	21,10	21,60
Давление насыщения нефти газом, МПа	11,0	11,6	13,3	10,1-10,6	10,2-10,4
Вязкость нефти в пластовых условиях, МПа•с	1,45	1,51	2,13	1,13-1,15	1,0-1,15
Газосодержание, нм3/т	88	88	74,0	94,5-95,7	85,8-95,0
Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м3	840	840	360	832	825
Содержание серы по массе, %	1,2	1,1	1,3	1,0-1,2	1,0
Содержание парафина по массе, %	3,8	4,0	1,9	3,4-4,6	3,5

На месторождении коллекторы нефти и газа представлены полимиктовыми песчаниками и алевролитами. Полимиктовый состав и гидрофильность при высоком содержании глинистых материалов определяют значительную удельную поверхность и остаточную нефтенасыщенность коллекторов месторождения [11].

Продуктивные горизонты месторождения представляют собой толщу мелкозернистых, реже среднезернистых песчаников и алевролитов с прослоями глини. В горизонте AB<sub>1</sub> вниз по разрезу выделяются продуктивные пласты AB<sub>11</sub>, AB<sub>12</sub> и AB<sub>13</sub>. Пласты различаются по толщинам, площади

распространения, глинистости и коллекторским свойствам. Улучшение коллекторской характеристики и уменьшение глинистости в горизонте прослеживаются вниз по разрезу.

Горизонт АВ2–3 от пласта АВ13 обычно отделен глинами, местами из-за отсутствия глин пласты сливаются. АВ2–3 литологически невыдержан как по площади, так и разрезу. Нижезалегающий горизонт АВ 4–5 отделен от АВ 2–3 глинами толщиной 6–10м. Горизонт представлен преимущественно песчаниками. Глинистость и расчлененность возрастают к периферии залежи.

Горизонт БВ8 является основным продуктивным горизонтом месторождения. В разрезе выделяются пласты БВ80, БВ81, БВ82 и БВ83. Среди них литологически наиболее однородны и выдержаны пласты БВ81 и БВ82. В пласте БВ80 коллекторы развиты в восточной части месторождения.

В составе горизонта БВ10 установлены продуктивные пласты БВ100, БВ101 и БВ102. В западном направлении коллекторы горизонта замещаются на глины, а в восточной части месторождения эффективная толщина коллектора резко увеличивается и достигает 11,6 (БВ80) и 28,8 м (БВ81+2).

На месторождении наибольшие колебания общей толщины пластов установлены для пластов БВ100 , БВ83 и БВ81+2, эффективной – для пластов БВ80, БВ83и АВ2- 3. Максимальное число глинистых разделов и их толщины характерны для пласта АВ2- 3.

Анализ промыслово-геофизических материалов позволяет установить следующие две основные формы распределения глины в продуктивных пластахСамотлорского месторождения – слоистую и рассеянную. К такому выводу пришли на основе следующих соображений: известно, что общую (объемную) глинистость пластов оценивают по величине естественной гамма-активности пород. Для этого по кривой гамма-каротажа отсчитывают амплитуду этой кривой против изучаемого пласта -А  $\gamma$ . Каждой величине А  $\gamma$  соответствует конкретная величина общей глинистости - Аглоб . Известно также, что в нефтеносных пластах возникает явление гидрофобизации поверхности породы нефтью. Для изучения этого явления проведено



Геолого-физические характеристики нефтяного пласта меняются как в разрезе, так и по площади залежи и в удаленных от объекта исследования зонах их величины не совпадают с локальными значениями, определенными геофизическими методами [3].

Продуктивные пласты месторождений нефти и газа на Нижневартовском своде представлены в основном песчано-алевролитовыми коллекторами с межзерновой пористостью, преобладающее значение (свыше 60%) имеют породы – коллекторы III класса ( $K_{пр}=100-500\text{мД}$ ). Лучшие коллекторы приурочены к готерив-барремским отложениям (вартовская свита), наблюдается улучшение коллекторских свойств от периферийных частей структуры к своду. Исключение из этой закономерности составляют пласты АВ1 и БВ10, представляющие собой литологические залежи.

По минеральному составу песчаники и алевролиты полимиктовые, исключая пласты Ю1-2, представлены биминеральными породами. Среднее содержание кварца в полимиктовых породах колеблется в пределах 18-35% и для преобладающих пород изменяется от 26,8% (пласт БВ8 Мегионское месторождение) до 35,3% (пласт АВ1). Количество полевых шпатов варьирует в пределах от 25 до 50% [15].

### **1.3 Физико-химические свойства нефти**

Физико-химическая характеристика самотлорской нефти представлена в таблице 2. Нефть характеризуется сравнительно невысоким удельным весом ( $d_4^{20} = 0,8525$ ), относительно небольшим содержанием серы (0,95%), смолисто-асфальтовых веществ (асфальтенов – 1,07%, смол силикагелевых – 8,53%) и парафина (3,74% с температурой плавления  $54^{\circ}\text{C}$ ). Вязкость нефти невелика (9,14 сСт. при  $20^{\circ}\text{C}$ ), температура застывания довольно высокая ( $-9^{\circ}\text{C}$ ) и мало меняется с термообработкой.

Таблица 2 – Физико-химическая характеристика нефти

Показатель	Нефть Самотлорского месторождения
Удельный вес, $d_4^t$ , при $t$ 20 °С	0,8525
при $t$ 30 °С	0,8456
при $t$ 40 °С	0,8386
при $t$ 50 °С	0,8321
Молекулярная масса	213
Кинематическая вязкость, мм <sup>2</sup> /с:	
при температуре 20 °С	9,14
при температуре 50 °С	4,48
Температура застывания, °С	
С термообработкой	-7
Без термообработки	-9
Содержание, % мас. смол силикагелевых	8,53
Содержание, % мас. асфальтенов	0,71
Содержание, % мас. парафина	3,64
Содержание, % мас. серн к-т	29,0
Содержание, % мас. фенолов	0,027
Содержание, % мас. нафтеновых к-т	0,009
Коксуемость, % мас.	3,15
Массовая доля, ppm: сероводорода	Отсутствие
Элементарный состав, %	
С	85,73
Н	12,78
О	0,48
N	0,28
S	0,45

При разгонке по ГОСТ 2177-59 самотлорская нефть дает значительный выход светлых фракций: до 200°С выкипает 28,8 %, до 300°С – 49,0%.

Для характеристики фракционного состава и качества фракций нефть подвергалась разгонке на 10%-ные и 3%-ные (по объему) фракции на аппарате АРН-2. В таблице 3 и на рисунке 4 представлены данные о потенциальном содержании фракций разгонки нефти Самотлорского месторождения.

Таблица 3 – Потенциальное содержание фракций в нефти Самотлорского месторождения

Ошибка! пределы отбора фракций, °С	Выход фракций, % вес нанефть		Температурн ыепределы отбора фракций, °С	Выход фракций, % вес нанефть	
	отдельно	суммарн о		Отдельно	Суммарн о
Газ до 28 °С					
а) этан	0,01	0,01	190-200	1,7	28,4
б) пропан	0,44	0,45	200-210	1,9	30,5
в) и-бутан	0,35	0,80	210-220	2,0	32,5
г) н-бутан	1,30	2,1	220-230	1,7	34,2
28-60	3,0	5,1	230-240	1,8	36,0
60-62	0,2	5,3	240-250	1,6	37,6
62-70	1,4	6,7	250-260	1,8	39,4
70-80	1,5	8,2	260-270	1,7	41,1
80-85	0,8	9,0	270-280	1,8	42,9
85-90	0,8	9,8	280-290	1,9	44,8
90-95	0,8	10,6	290-300	2,0	46,8
95-100	0,6	11,2	300-310	1,8	48,6
100-105	0,6	11,8	310-320	2,0	50,6
105-110	0,8	12,6	320-330	2,1	52,7
110-120	1,4	14,0	330-340	2,1	54,8
120-122	0,2	14,2	340-350	2,0	56,8
122-130	1,6	15,8	350-360	2,0	58,8
130-140	1,8	17,6	360-370	2,0	60,8
140-145	1,1	18,7	370-380	2,0	62,8
145-150	1,1	19,8	380-390	1,8	64,6
150-160	1,7	21,5	390-400	1,8	66,1
160-170	1,7	23,2	400-410	1,8	68,2
170-180	1,8	25,0	410-420	1,9	70,1
180-190	1,7	26,7	420-430	1,7	71,8
190-200	1,7	28,4	430-440	1,6	73,4
			остаток	26,6	100,0

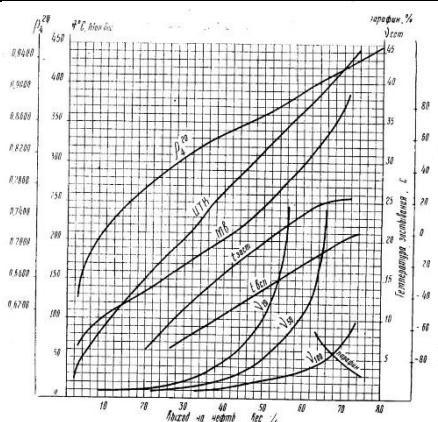


Рисунок 4 – Кривые разгонки самотлорской нефти



## 2 ОБОБЩЕНИЕ И АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДОВ И ТЕХНИЧЕСКИХ СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ

### 2.1 Общие сведения о процессе солеотложения

Разработка месторождений на поздних стадиях как правило сопровождается высокой обводнённостью продукции. Причина – большое количество попутных вод, добываемых со скважин. Перенасыщение этих вод неорганическими солями даёт возможность протекать процессу – солеотложение.

Солеотложение – достаточно сложный и многофакторный процесс, который главным образом заключается в выпадении из раствора химического осадка в виде солей. Интенсивность солеотложения соизмерима с интенсификацией добычи: с ростом депрессии условия для протекания процесса становятся более благоприятными.

Выпадение солей может происходить при условии изменения термобарической обстановки, приводящей к нарушению химического равновесия на любом этапе добычи углеводородного сырья, в любом месте нефтепромысловых систем: на стволе скважины по всей её глубине, глубинном оборудовании, наземных коллекторах, трубопроводах систем ППД, трубах паровых котлов, гидротермальных системах и т.д., и при всех способах эксплуатации нефтяных скважин – фонтанном, газлифтным, насосном [5].



Рисунок 5 - Отложение солей на ступенях ЭЦН

Итог, осадки неорганических солей вызывают значительное снижение добычи нефти: из-за «засоления» уменьшается внутренний

диаметр НКТ, что приводит к снижению пропускной способности труб; из строя выходит ГНО и измерительное оборудование; происходит интенсификация коррозионных процессов на всех трубопроводных системах либо под самими солеотложениями, либо в местах, где они отслаиваются [3].

## **2.2 Факторы и причины образования солей**

### **2.2.1 Основные причины солеобразования**

Основной причиной образования и отложения солей в процессе добычи является нарушение равновесия, то есть изменение температуры и давления в нефтегазовой смеси. При нарушении равновесия из водного раствора солей выделяется  $\text{CO}_2$ . В результате водный раствор становится перенасыщен солями и образуются кристаллы (зародыши солей), которые в процессе транспортирования способны накапливаться, расти и, в результате, отлагаются на стенках трубопровода. При движении нефти, газа и пластовой воды по коллекторам происходит выделение растворенного газа, который также способствует образованию и отложению солей на поверхностях.

Ряд исследователей связывает процесс солеотложения со смачиванием поверхности металла пересыщенной солями пластовой водой, полагая, что возникновение зародышей кристаллов происходит на гидрофильной поверхности оборудования. В реальных же условиях, после снятия солевых осадков с поверхности оборудования, часто обнаруживаются следы пристенных адсорбционных слоев из органических веществ, прочно связанных с кристаллическими отложениями и металлом. Очевидно, что образовавшиеся в объеме жидкости кристаллы прилипают к гидрофобному слою, состоящему из активных компонентов нефти. Активные компоненты нефти способствуют интенсификации процесса накопления солей. Кроме того, адсорбируясь на границе раздела фаз, они увеличивают адгезию между частицами и поверхностью оборудования. Отложения из скважин содержат

как адсорбированные компоненты нефти, так и кристаллически-связанные, которые гидрофобизируют поверхность солевых отложений и придают осадкам желтовато-коричневый цвет. Выявлено, что с увеличением количества компонентов нефти в растворе, скорость осадконакопления существенно возрастает.

На механизм отложений солей в скважине заметно влияют выделяющийся газ, характер водонефтяной эмульсии, скорость и структура газожидкостной смеси, состояние и материал оборудования. В условиях скважины выделяющиеся пузырьки свободного газа образуются сначала в пристенной области, при этом создаются многочисленные гетерогенные границы раздела фаз твердое тело - жидкость - газ, на которых имеются благоприятные условия зарождения и роста кристаллов неорганических солей. В результате интенсивность солеотложений возрастает. Это положение подтверждается рядом промысловых исследований. Особенно характерно это для случаев формирования карбонатных солей, которое связано с выделением двуокиси углерода при уменьшении давления в скважине.

Образование солеотложений твердых осадков преимущественно неорганических веществ в пористой среде нефтяных пластов, на стенках труб, в насосном оборудовании и наземных коммуникациях обусловлено кристаллизацией солей из перенасыщенных по разным причинам попутно добываемых пластовых вод.

Исследованиями установлено, что твердая поверхность играет большую роль при образовании кристаллов солей в пересыщенных растворах, причем если на поверхности имеются шероховатости и углубления, что характерно для поверхности скважинного оборудования, то процесс кристаллизации начинается раньше и происходит быстрее. На шероховатой поверхности отлагается большее количество частиц твердой фазы, чем на гладкой, поскольку часть мелких частиц может срываться потоком жидкости с гладкой поверхности. Эксперименты показали, что

интенсивность солеотложений наибольшая на образцах из стали НКТ и наименьшая на фторопласте. Исследуя механизм отложения солей на полимерных материалах, рекомендовано использовать для предотвращения солеотложений не гидрофобные, как принято, а лиофобные материалы. Имеется ряд сообщений об успешных промысловых испытаниях полимерных покрытий для предотвращения отложения солей при добыче обводненной нефти.

Основными из этих причин следует считать испарение, смешивание несовместимых вод, растворение горных пород и газов, изменение термобарических условий, дегазацию воды и изменение ее общей минерализации.

Отложения карбонатов кальция, сульфатов кальция и бария образуются, как правило, в присутствии нефтяных компонентов, газовой фазы, механических примесей, оказывающих влияние на интенсивность соленакпления, характер и свойства отложений.

Один из механизмов кристаллизации (гетерогенный) связывают с возникновением зародышей кристаллов на границах разделов фаз.

Существенное влияние на механизм солеотложений оказывают также режим движения газожидкостной смеси, фазовые превращения ее компонентов и их распределение по сечению труб. Выделяющиеся из жидкости пузырьки газа, в том числе и прилипающие к стенкам труб, образуют разветвленные границы раздела фаз твердое тело – газ- жидкость и способствуют зарождению и росту кристаллов солей. В свою очередь, солевые отложения служат адсорбентами для нефтяных компонентов, к ним прилипают пузырьки газа, что заметно увеличивает объем осадка.

Скорость образования зародышей кристаллов зависит не только от степени развитости и термодинамического потенциала поверхностей раздела, но и от радиусов кривизны границ раздела минерализованных вод с включениями. С уменьшением радиусов кривизны включений (например, при повышении дисперсности глобул воды в нефти или нефти в воде) степень

перенасыщения увеличивается и уменьшается критический размер зародыша новой фазы, работа образования солевых зародышей уменьшается, а скорость их возникновения возрастает.

Таким образом, процессы образования солеотложений при добыче нефти в значительной мере определяются характером фазовых и энергетических взаимодействий на границе раздела вода нефть – газ- твердое тело, на чем основано действие большинства методов предотвращения выпадения солей. Ниже приведена краткая характеристика этих методов.

Известно, что отложения солей при добыче нефти формируются за счет кристаллизации солей из пересыщенных попутно-добываемых вод и осаждения этих кристаллов на поверхности нефтепромыслового оборудования.

Кристаллизация, по сути, является фазовым переходом вещества из перенасыщенной (маточной) среды в кристаллическое состояние. При достижении некоторой предельной для данных условий насыщенности растворов солей практически мгновенно возникают множество зародышей кристаллов, способных в дальнейшем к росту. Величина предельной насыщенности зависит от температуры, давления, состава среды и концентрации солеобразующих ионов, ее объема, материала и состояния стенок.

### **2.2.2 Влияние добывающих скважинах, на примере карбонатных отложений**

В случае образования карбонатных отложений можно выделить большое количество факторов, от которых будут зависеть условия и причины протекания данного процесса.

Наиболее распространённым карбонатом в нефтяной практике считается кальцит ( $\text{CaCO}_3$ ). При низких температурах растворимость кальцита в воде незначительна, при этом с повышением температуры она

сильно уменьшается, что само по себе интенсифицирует выпадение осадка (рисунок 6).

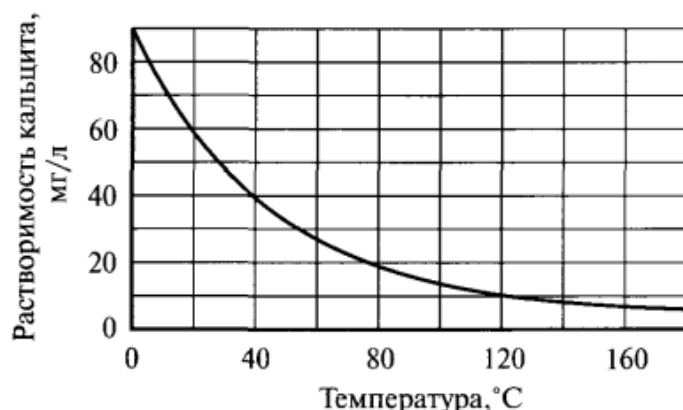


Рисунок 6 – Растворимость карбоната кальция в воде в зависимости от температуры при давлении в поверхностных условиях

На растворимость карбоната кальция в воде так же оказывает присутствие в ней диоксида углерода (CO<sub>2</sub>). В такой воде растворение карбоната происходит по следующей реакции:



При этом, полученный бикарбонат кальция (Ca(HCO<sub>3</sub>)<sub>2</sub>) хорошо удаляется.

При увеличении парциального давления диоксида углерода существенно возрастает растворимость карбоната в воде (рисунок 7).

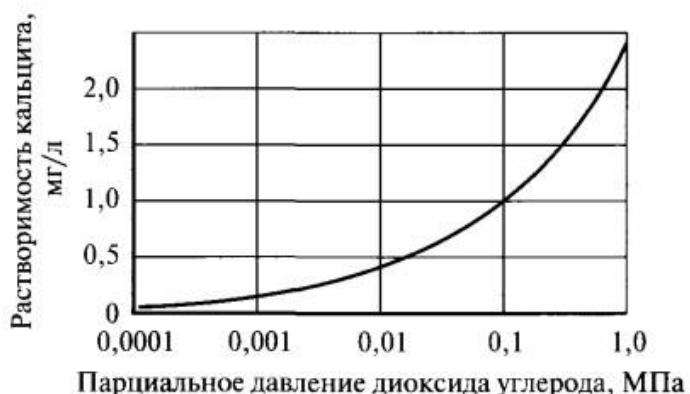


Рисунок 7 – Растворимость карбоната кальция в воде в зависимости от парциального давления диоксида углерода при температуре 25 °C

Соответственно, наибольшая интенсификация выпадения карбонатов

наблюдается в условиях наибольшего снижения давления.

На растворимость карбонатных солей значительное влияние оказывает рН среды. Известно, что в наибольшая растворимость кальцита наблюдается в кислой среде, и по мере увеличения щелочности раствора вероятность выпадения карбонатов увеличивается. Это связано с зависимостью растворения диоксида углерода от водородного показателя среды: растворимость  $\text{CO}_2$  в кислой среде больше, чем в щелочной.

На растворимость карбонатов также оказывают влияние растворы хлористого натрия, содержащиеся в пластовых водах многих нефтяных месторождений. Исследования показали, что существует экстремальная зависимость между концентрацией раствора  $\text{NaCl}$  и растворимостью кальцита (при концентрации около 120 г/л достигается максимальное значение растворимости).

При добыче нефти в карбонатных породах также происходит выделение карбоната магния ( $\text{MgCO}_3$ ). Известна следующая зависимость: при снижении растворимости карбоната магния будет в равной степени происходить и снижение растворимости карбоната кальция, при этом первым выпадет в осадок карбонат кальция [1].

### **2.2.3 Влияние добывающих скважинах, на примере карбонатных отложений**

Технология эксплуатации и разработки залежей влияет на интенсивность отложения солей, наряду с влиянием природных факторов.

Для выделения и оценки технологических факторов была создана и проанализирована модель осадкообразования сульфата кальция, позволившая в итоге выделить три основные группы факторов, которые определяют кинетику этих отложений в скважине.

Наиболее многочисленная первая группа факторов характеризует свойства пластовой системы в процессе закачки воды. При этом,

внутрипластовые процессы, оказывающие влияние на образование солей, в частности сульфата кальция, отражает степень насыщенности карбоната кальция вод ( $X_{CaCO}$ ).

Во вторую группы выделены факторы, связанные с технологическими особенностями системы разработки залежи. К примеру, параметр  $\Delta p$ , показывающий разность между давлением насыщения нефти газом и забойным давлением, определяет момент перехода режима эксплуатации на естественный режим истощения (растворённого газа), что приводит к нарушению термодинамического равновесия, и как следствие, интенсификации процессов солеобразования.

Факторы, определяющие технические условия подъёма жидкости по стволу скважины выделены в третью группу. Величина  $v$ , показывающая пропускную способность НКТ и величина  $V$ , показывающая глубину спуска НКТ в скважину были приурочены к данной группе технических условий.

Соответственно, можно сделать вывод о том, что уменьшение объёма колонны от забоя до приёма фонтанных труб и увеличение скорости течения жидкости по ним могут стать отличными техническими средствами профилактики выпадения солей. При этом, решение видится в спуске забойных хвостовиков [1].

Увеличить скорость фильтрации потоков жидкости в НКТ можно за счёт применения высокопроизводительных активных систем воздействия [8].

### **2.3 Механизмы образования солеотложений**

Под механизмом образования солеотложений следует понимать комплекс процессов, приводящих к накоплению твердой фазы на поверхности оборудования для добычи нефти. При этом наибольший интерес представляет исследование способов закрепления солевых частиц на поверхности оборудования.



Лабораторными исследованиями и изучением структуры осадков показано, что образование солеотложений есть следствие кристаллизации солей из перенасыщенных по разным причинам попутно добываемых нефтяных вод. Действительно, все осадки в нефтепромысловом оборудовании, независимо от содержания и состава основного компонента (кальцит, гипс, барит, целестин), имеют четко выраженную кристаллическую структуру. Солеотложение происходит при перенасыщении попутно добываемых вод в сложных гидро-термодинамических условиях с присутствием нефтяных компонентов, газовой фазы и механических примесей, оказывающих влияние на интенсивность соленакопления, характер и свойства осадков.

Современная теория кристаллизации из водно-солевых растворов основана на том, что фазовые превращения в них начинаются в определенных местах (участках) и от них распространяются. Возникновение таких участков названо зародышеобразованием. Те зародыши, которые в конце концов вырастают до кристаллов макроскопических размеров, принято называть центрами кристаллизации, или устойчивыми зародышами. Кристаллизация может быть вызвана загрязнениями водно-солевой системы, в частности различного рода механическими примесями. Значительное влияние на рост кристаллов оказывает степень перенасыщения, природа кристаллизующегося вещества, состояние растущей поверхности, интенсивность и характер перемешивания раствора, наличие различных примесей.

Значительная часть образцов солеотложений содержит как кристаллически связанные, так и адсорбированные органические соединения, которые гидрофобизируют поверхности солевых частиц и придают осадку желтовато-коричневый цвет. Исследование органических веществ из солеотложений показало, что они состоят в основном из ароматических непредельных углеводородов, сернистых соединений, асфальтенов, парафинов и смол. Специальные опыты с кристаллизацией

сульфата кальция из перенасыщенного водного раствора показали, что добавки органических веществ, выделенных из осадков, изменяют индукционный период кристаллизации. Наиболее существенное влияние на кристаллизацию солей из перенасыщенных растворов оказывают асфальтены и смолы. Такое действие этих коллоидных соединений объясняется их способностью адсорбировать на своей поверхности ионы солей и превращаться в центры кристаллизации. Согласно исследованиям Л.Х. Ибрагимова<sup>1</sup>, прочность осадка солеотложений после удаления из их состава органических соединений уменьшается в среднем на 20-40%.

Существенное влияние на механизм солеотложений оказывает также режим движения газожидкостной смеси, фазовые превращения компонентов смеси и их распределение по сечению труб. Выделяющиеся из жидкости при давлении ниже давления насыщения пузырьки газа появляются в первую очередь не в объеме жидкости, а на стенках оборудования, что ведет к образованию многочисленных границ раздела фаз твердое тело - газ - жидкость и способствует зарождению и росту кристаллов солей. Солевые отложения служат адсорбентами для нефтяных компонентов, что приводит к прилипанию к ним пузырьков газа, и это заметно увеличивает объем осадков.

Повышение степени турбулизации потока также заметно увеличивает скорость адсорбции на поверхностях оборудования и частицах осадка аполярных и гетерополярных соединений нефти, которые способствуют не только закреплению пузырьков газа на поверхностях, но и прилипанию частиц друг к другу и к стенкам оборудования. В конкретных промысловых условиях влияние скоростей потоков, изменение степени турбулизации их на процесс осадконакопления проявляются весьма различно.

Увеличение скорости движения потока, его усиленное перемешивание, также способствуют образованию твердой фазы за счет активизации массообменных процессов. Однако большинство кристаллов при

гетерогенной кристаллизации зарождается и остается на стенках подземного оборудования, увеличивая объем солеотложений в скважинах.

Состояние поверхности труб тоже играет важную роль в процессе солеотложения. На шероховатой поверхности образуется большее количество частиц твердой фазы, чем на гладкой. Это объясняется повышенной каталитической активностью выступов и углублений. Кроме того, часть мелких частиц может срываться потоком жидкости с отшлифованной поверхности. Однако обработка поверхности труб не позволяет предотвращать солеотложения. Быстро протекающий процесс коррозии разрушает гладкую поверхность, а сами продукты коррозии служат дополнительными центрами кристаллизации. Солеотложение можно снизить, применяя защитные покрытия рабочих поверхностей оборудования материалами, плохо смачиваемыми и водой, и нефтью, с низкими значениями критических натяжений смачивания, например фторопластом.

## **2.4 Методы предотвращения солеотложений в нефтяных скважинах**

Наиболее распространенные методы предотвращения отложений солей в нефтепромысловом оборудовании представлены в таблице 4.

Более подробное описание каждой группы методов предотвращения отложений солей представлено ниже.

Таблица 4 – Методы предотвращения отложений солей

№ п/п	Наименование	Методы
1.	Физические методы	- воздействие магнитными, электрическими и акустическими полями.
2.	Технологические методы	- конструктивные изменения; - регулирование систем воздействия на пласт; - отдельный отбор и сбор жидкости; - подготовка воды для использования в системе ППД; - изоляционные работы;
3.	Химические методы	- применение ингибиторов солеотложения.

Физические методы предотвращения отложений солей основаны на обработке потока добываемой жидкости магнитными, электрическими и акустическими полями [27, 31].

В нефтепромысловой практике в силу специфики применяемого оборудования в основном используются аппараты с постоянными магнитами. Воздействие магнитным полем на газожидкостные смеси, проходящие через зазоры устройства, приводит к изменению структуры солей, снижению их адгезии к поверхности внутрискважинного оборудования.

Известна практика опробования магнитных устройств МУПС-1 и МУПС-2 на месторождениях Западной Сибири, Куйбышевской, Оренбургской областей и Азербайджана. Успешно прошли промысловые испытания магнитные активаторы «Магнолеум», диспергатор МАГ-1, предназначенный для борьбы с солеотложением на рабочих насоса.

Несмотря на положительные результаты, полученные в ряде испытаний, магнитные устройства не нашли широкого применения в области предупреждения образования отложений солей в нефтяных скважинах. Очевидно это связано со сложностью управления магнитными процессами, что позволяет защищать небольшие участки оборудования, наиболее приближенные к устройству. Кроме того, необходимость проведения монтажа подземного оборудования значительно усложняет реализацию данного метода.

Использование электрического поля так же приводит к снижению адгезии кристаллов солей к поверхности внутрискважинного оборудования. В этом случае поле создается двумя электродами, спущенными в скважину. Данный метод достаточно сложен в техническом исполнении, так как для его реализации требуется постоянное потребление электроэнергии.

Воздействие акустическим полем способствует уменьшению интенсивности образования центров кристаллизации. Кроме того, по мнению авторов работ, в результате интенсивной кавитации,

образовавшиеся кристаллы солей находятся в жидкости во взвешенном состоянии и не способны отлагаться на поверхности оборудования. В связи со сложностью исполнения данного способа, а также нерешенными техническими параметрами, обеспечивающими длительную и надежную работу, применение акустического воздействия на производственных объектах затруднено [30].

Среди существующих технологических методов предотвращения отложения солей выделяют проведение водоизоляционных работ. Своевременное вмешательство позволяет избежать смешения вод различного состава, поступающих из других горизонтов, из-за негерметичности обсадной колонны и цементного камня.

Значительно снизить интенсивность отложения солей позволяет селективная изоляция обводненных пропластков продуктивного пласта, вызывающая сокращение притока воды [42, 43].

В связи с тем, что термобарические условия оказывают значительное влияние на выпадение солей, выбор оптимального забойного давления позволит сократить процесс солеобразования [41].

Внесением конструктивных изменений, таких как хвостовики, штуцеры, диспергаторы, можно регулировать условия кристаллизации солей и скорость движения потока в скважине.

Для повышения работоспособности нефтегазопромыслового оборудования применяются различные защитные покрытия. Имеется положительный опыт применения покрытия насосно-компрессорных труб стеклом, эмалями, различными лаками, пентапластом. Центробежные колеса и направляющие аппараты ЭЦН изготавливаются из полиамидных составов с покрытиями эпоксидной смолой, фторопластом, лентопластом с графитом и алюминием рабочих поверхностей [30].

Технологические методы предупреждения образования неорганических солей достаточно эффективны, однако, они не способствуют снижению процессов солеобразования, а больше направлены на увеличение

срока бесперебойной работы оборудования. Основные недостатки методов сопряжены со значительными затратами и сложностью исполнения.

Применение химических реагентов является наиболее эффективным и технологичным способом предотвращения отложений неорганических солей. На данный момент нефтяная промышленность располагает достаточно большим ассортиментом ингибиторов солеотложений. При соблюдении всех требований и правил подбора ингибиторов и технологий их применения возможно предотвратить процессы солеотложений на всем пути перемещения скважинной продукции: от забоя до пунктов подготовки нефти и воды.

Ингибиторы солевых отложений по характеру и механизму действия на перенасыщенные растворы подразделяются на:

1. Реагенты «порогового» действия.
2. Комплексообразователи.
3. Реагенты смешанного действия.

Установлено, что наибольшее защитное действие проявляют ингибиторы с «пороговым эффектом». Представители данного класса ингибиторов образуют защитную пленку на поверхности «зародышей» солей, способствуют замедлению их роста, оказывают сопротивление при соединении кристаллов между собой и на поверхности защищаемого оборудования.

Ингибиторы комплексообразователи образуют с катионами щелочноземельных металлов водорастворимые анионные или хелатные комплексы.

Реагенты смешанного действия проявляют как «пороговые» свойства, так и свойства комплексообразователей.

Стоит отметить, что для обеспечения эффективной защиты оборудования необходимо, чтобы подобранный для определенных условий ингибитор отложения солей постоянно присутствовал в системе в необходимом количестве. Максимальный защитный эффект возможно

получить при условии ввода ингибитора в раствор до начала кристаллизации неорганических солей.

## **2.5 Опыт применения ингибиторов для предотвращения отложения солей**

### **2.5.1 Периодическое дозирование ингибитора в затрубное пространство**

Технология заключается в серии одноразовых закачек пачек ингибитора в затрубное пространство скважины с частотой в зависимости от производительности скважины.

Обработке подвергаются скважины с низкой производительностью, где отсутствуют условия немедленного выноса всего объема ингибитора насосом .

Частота проведения мероприятия зависит от производительности скважины, поэтому возможность производить обработку при эксплуатации скважин, без их остановки, является преимуществом данной технологии. Однако высокие эксплуатационные затраты на периодический подвоз и закачку реагента, его неравномерный вынос на поверхность, необходимость соблюдения графика ингибирования, ограничение по дебиту и обводненности являются причиной снижения числа проведения периодических обработок скважин

### **2.5.2 Постоянное дозирование ингибитора с помощью поверхностных дозирующих устройств**

Технология заключается в подаче ингибитора в затрубное пространство скважины или в трубопровод в постоянном режиме с помощью стандартной

дозировочной установки (УДР) через специальную капиллярную трубку в область приема насоса. Технология применима в любом диапазоне обводненности продукции скважины и дебите по жидкости от 0,96 до 300 м<sup>3</sup>/сут, в связи с высокой эффективностью, получила широкое распространение при добыче нефти. В то же время данная технология является неэффективной в случае отложений солей в призабойной зоне пласта, по причине того, что ингибитор поступает в объем добываемой продукции уже после начала формирования кристаллов солей [7]. Так же в качестве недостатков данной технологии можно отметить возможный риск повреждения капиллярной трубки (в случае ее применения) при проведении ремонтов на скважине, необходимость постоянного контроля и обслуживания наземной дозирующей установки.

### **2.5.3 Метод периодической продавки ингибитора солеотложений**

Технология заключается в задавливании пачки ингибитора в призабойную зону пласта, где он адсорбируется и удерживается на поверхности породы. В процессе фильтрации жидкости через ПЗП протекает постепенный процесс десорбции, ингибитор высвобождается и с пластовой жидкостью поступает в скважину, обеспечивая условия предупреждения отложения солей.

Для подготовки поверхности породы и удаления уже образовавшихся отложений рекомендуется совмещать задавливание в пласт с небольшой по объему кислотной обработкой скважины. Этот прием, одновременно, позволяет увеличить проницаемость ПЗП и облегчает процесс доставки ингибитора в пласт.

В качестве значительного преимущества данной технологии можно выделить отсутствие ограничений по дебитам жидкости и обводненности продукции скважины. Кроме того, Squeeze treatment не требует постоянного обслуживания скважин и скважинного оборудования,



что особенно актуально для труднодоступных и удаленных скважин. Также технология задавки ингибитора в ПЗП позволяет предотвращать выпадение солей при выводе скважины на режим после ремонта, путем стабилизации применяемых тяжелых жидкостей глушения.

Недостатком данной технологии является риск повреждения пласта, в связи с задавкой в него значительных объемов растворов. Однако проводимые в настоящее время работы по моделированию процесса задавки в ПЗП ингибиторов, различные вариации исполнения закачки дают возможность снизить риск ухудшения продуктивности скважин [7, 9, 12].

В мировой практике технология закачки ингибиторов в пласт начала испытываться с 1965 по 1970 гг. на месторождениях Latan East Howard в Западном Техасе, Grayburg Jackson, Bone Springs в Нью-Мексико, East Salt Creek в округе Натрона (Вайоминг) и т.д. В отечественной практике данная технология применялась с 1970 по 1980 гг. на месторождениях Урало-Поволжья и Западной Сибири [7, 10, 12].

В настоящее время технология Squeeze treatment нашла свое обширное применение во всех мировых нефтяных компаниях, таких как Chevron Texaco, Dynea, ExxonMobil, Marathon, ONDEO Nalco, Petrobras, Shell, StatoilHydro. В России данная технология активно применяется такими компаниями как ПАО «НК «Роснефть», успешные опытно-промышленные испытания проведены в АО «Самотлорнефтегаз» и ОАО «ТНК Нижневартовск», так же внедрение данной технологии рассматривают и на месторождениях Башкортостана.

## **2.6 Решение проблемы солеотложения**

### **2.6.1 Предупреждение – как метод борьбы с солеотложением**

Все технологии борьбы с солеотложениями можно разделить на две группы. Первая – технологии, направленные на предупреждение выпадения солей в осадок. Вторая группа технологий направлена

непосредственно на борьбу с уже отложившимися твёрдыми осадками [9].

Преимущество отдаётся технологиям, направленным на предупреждения выпадения солей, так как они доказали свою экономическую состоятельность на нефтепромыслах: затраты на удаление выше затрат на предупреждение [4].

На практике существует четыре метода предупреждения солеобразования (рисунок 8):

- технологические (подбор вод для заводнения совместимых с пластовым; изоляционные работы по ограничению притока воды в скважину; регулирование профиля приемистости в нагнетательных скважинах и т.д.);
- физические (обработка добываемой жидкости физическими полями: акустическим, магнитным, электрическим и т.д.);
- химические (применение ингибиторов с различным способом их подачи в скважину);
- комбинированные (сочетания вышеперечисленных методов).



Рисунок 8 - Методы предупреждения солей

Рассмотрим технологические методы более подробно:

1. Изменение технологических режимов работы скважин и насосного

оборудования: заключается в подборе такого ГНО и условий его работы (другой тип ЭЦН, глубина спуска) при котором будет происходить изменение термобарических условий, в сторону сохранения добываемых жидкостей в состоянии, при котором отложение солей происходить не будет. Зачастую, это достигается уменьшением производительности УЭЦН, и как следствие, приводит к снижению производительности скважины.

2. Метод турбулизации потоков: основан на увеличении скорости фильтрационных потоков в скважине, которые создают неблагоприятную обстановку для процесса зародышеобразования кристаллов солей, так как перенасыщенный раствор быстро движется по стволу и микрокристаллы не успевают осаждаться на поверхностях фаз. При данном методе результат не может быть гарантирован.

3. Подбор и подготовка рабочего реагента для ППД: в закачиваемые воды добавляется агент, способный удалять солеобразующий ион, сам же агент совместим с пластовыми и попутно добываемыми водами. Данный метод имеет высокую эффективность, поскольку защищает большую часть системы «пласт – ПЗП – скважина – система нефтесбора». При этом данный метод достаточно сложен в реализации.

4. Ограничение водопритоков скважины: ограничивается поступление воды в скважину путём проведения изоляционных работ в ПЗП и на конструкции скважины. Для этого применяют различные водоизолирующие составы. Как правило, метод сопряжён со значительными тратами на его реализацию.

Защитные покрытия и детали из специальных материалов: принцип данной технологии основан на защите рабочих поверхностей посредством создания на них защитных покрытий, которые инертны по отношению к солям. В качестве таких покрытий используют стекло, лаки, эмали, полимерные составы и пластики. Технология эксплуатации внутрискважинного оборудования в условиях использования защитных покрытий не усложняется. При этом сам метод сложен в реализации,

поскольку покрытия, зачастую, имеют высокую стоимость и недолговечность. Также есть сложность в осуществлении данной технологии: нанесение покрытий на оборудования достаточно трудоёмкое мероприятие. И эту проблему можно решить путём изготовления рабочих органов оборудования из полимерных материалов. При этом, решается не только проблема с солеотложением, но и повышается коррозионная стойкость данной части оборудования.

Существуют следующие физические методы борьбы с солеотложением:

1. Магнитная обработка: при воздействии магнитным полем на минерализованные растворы, растворённые соли в их составе меняют свою структуру, из-за чего предупреждается образование твёрдых отложений и происходит их вынос в виде мелкодисперсного кристаллического шлама. Простота конструкции не позволяет нивелировать все недостатки метода: обработка продукции магнитным полем осуществляется до начала кристаллизации солей, соответственно применимость данной технологии имеет малый спектр, а обработать призабойную зону пласта не получится вовсе.

2. Воздействие на продукцию акустическим полем: метод основан предполагает предупреждение образования центров кристаллизации, посредством обработки раствора акустическими колебаниями. Данным методом можно добиться снижения солеобразования на поверхности оборудования, при этом не исключается образование солей непосредственно в растворе. Ряд конструктивных особенностей метода позволяет назвать его сложным.

3. Наиболее широкое распространение в нефтепромысловой практике получили химические методы предупреждения солеобразования. Суть метода заключается в использовании различных ингибиторов и реагентов.

4. Систематизация ингибиторов по различным параметрам

достаточно сложная задача. Применительно к нефтедобыче существует следующая классификация (рисунок 9):



Рисунок 9 – Классификация ингибиторов отложения неорганических солей

По механизму действия выделяют три группы ингибиторов [1]:

1. Хелаты – вещества, которые связывают ионы металлов в растворе, не позволяя им реагировать с анионами с образованием труднорастворимых солей.
2. Ингибиторы «порогового» действия – вещества, позволяющие предупреждать появление центров кристаллизации в растворе.
3. Кристаллоразрушающие ингибиторы – вещества, при добавлении в раствор которых происходит изменении модификации кристаллов и предотвращается их рост.

В зависимости от объекта подбираются следующие методы доставки ингибитора для скважины: дозирование с помощью устьевого дозатора в затрубное пространство дозатором типа УДЭ; дозирование с помощью устьевых дозаторов в заданную точку по капилляру; периодическая закачка реагентов в затрубное пространство с помощью агрегатов; применение погружных скважинных контейнеров с реагентами.

- для пласта: задавка в пласт добывающих скважин; закачка в

нагнетательные скважины через систему ППД; введение ингибиторов с пропантом при ГРП; введение ингибиторов с жидкостью гидроразрыва при ГРП; совмещение кислотной обработки с введением ингибитора; введение ингибитора с жидкостью глушения.

Предупреждение солеотложения достигается использованием ингибиторов в оптимальных дозировках, значения которых определяются содержанием солеобразующих ионов  $\text{HCO}_3^-$  и  $\text{Ca}^{2+}$  в пластовой воде.

Методы ингибирования:

- постоянное дозирование ингибитора с помощью дозирующей установки типа УДЭ (УДПХ, БДР и т.д.);
- периодическое дозирование;
- депонирование ингибитора в пласте;
- добавление ингибитора к жидкости глушения;
- дозирование ингибитора в отдельную нагнетательную скважину;
- дозирование ингибитора в группу нагнетательных скважин с КНС

Выбор ингибитора и его оптимальной дозировки производится на основании результатов экспериментальных работ по исследованию эффективности ингибиторов солеотложения для вод различного ионного состава.

### **2.6.2 Удаление – как метод борьбы с солеотложением**

Существуют различные технологии, по которым производят удаление солеотложений. При этом выбор метода удаления зависит от типа отложения и зоны в которой это отложение происходит (рисунок 10):



Рисунок 10 – Методы удаления солеотложений

При реализации механических методов борьбы с солеотложением проводят очистки скважин, при этом борьба с мощными солевыми пробками состоит в их разбуhrивании, также от них избавляются с помощью расширителей и скребков. Интервал перфорации очистить данным методом не представляется возможным, более того, сам метод является дорогостоящим. Поэтому в настоящее время предпочтение отдают химическим методам удаления солей.

Химический метод удаления солей основан на использовании растворителей. Растворители солеотложений представляют собой смеси органических и неорганических кислот (муравьиная, лимонная, щавелевая, фосфорная и др.), к которым добавлены ПАВ и ингибиторы кислотной коррозии (обычно катапины). Типичный расход растворителей солеотложений – 1 кг на 180–260 г солеотложений. Динамика растворения солеотложений зависит от их плотности, химического состава и кристаллической структуры, температуры и условий проведения обработки: скорость растворения увеличивается при создании в системе циркуляции реагента. Скорость реакции растворителей с отложениями повышается с увеличением температуры; оптимальная температура применения растворителей 50–60 °С.

### **2.6.3 Комплексный подход к применению технологии борьбы с солеотложениями на Самотлорском нефтяном месторождении**

Разработка месторождений Западной Сибири, проводимая с интенсификацией добычи нефти путём заводнения нефтяных пластов, как правило, осложнена отложением неорганических солей в нефтепромысловом оборудовании. Эти отложения уменьшают производительность технологических комплексов, приводят к простоям добычного оборудования .

Основными причинами перенасыщения попутно добываемых вод солеобразующими ионами являются: смешение химически несовместимых пластовых и закачиваемых вод, поступающих из различных пропластков, изменение термобарических условий придвижении жидкости от забоя к устью скважин и далее по пути следования добываемой жидкости. Смещение вод приводит к отложению солей, в основном, в пласте и подземном оборудовании. Термобарический эффект обуславливает преимущественное отложение солей в подземном и поверхностном оборудовании.

Спектр и долевое распределение применяемых технологий защиты от солеотложений в ЦДО «Самотлорнефтегаз» (СНГ) вполне стандартны для российских нефтедобывающих компаний. На 96% — это периодическое дозирование ингибиторов, еще порядка 2% приходится на СУДР. Остальные технологии занимают сегодня малозначимые ниши.

При эксплуатации Самотлорского месторождения отложение солей может быть обусловлено термобарическим эффектом и смешением на забое добывающих скважин закачиваемых и пластовых вод.

Учитывая, что на месторождениях Западной Сибири широко используют высокопроизводительные УПЦЭН, солеобразования в насосном оборудовании представляют наибольшую опасность. На рабочих частях и поверхностях погружных центробежных электронасосов образуется дисперсный плотный, камнеобразный осадок, толщина которого достигает



0,6–1 мм, что нарушает теплообмен, приводит к заклиниванию электродвигателя, поломке вала и выходу насоса из строя. На долю отказов УЭЦН на Самотлорском месторождении, по причине наличия солей и коррозии, приходится 25%.

Отложение солей – одна из главных причин выхода из строя оборудования газлифтных скважин. По этой причине происходит 50–60% отказов в работе газлифтных установок, падает дебит, например на Самотлорском месторождении дебит снижался с 860 до 50 т/сут. На внутренней поверхности НКТ газлифтных скважин Самотлорского месторождения толщина солевых отложений достигает 30 мм на глубине более 2000 м.

В целом солевые осадки, образующиеся при добыче нефти, имеют сложный состав и содержат как минеральную, так и органическую составляющую. Так, по результатам исследований СибНИИ НП солевых отложений по Самотлорскому месторождению было установлено, что чаще всего встречаются кальциевые карбонаты (60–90%), реже кальциево-магниевого и железистые, в некоторых случаях обнаруживается галит до 20%, гипс от 5 до 25%. Иногда осадок состоит в основном из барита. В солевых осадках встречаются кремнезем, сцементированный карбонатом кальция и магния, продукты коррозии, сцементированные карбонатом кальция. Обнаруживаются органические примеси (в основном углеводороды) до 25%.

В условиях Самотлорского месторождения для защиты от солеотложений деталей глубинных электроцентробежных насосов (ЭЦН) использовались специальные смолы, например полиамидные, полимерные покрытия. Полимерные покрытия, главным образом полиэтиленовые трубы, в нефтепромысловом деле являются перспективными для широкого применения относительно солестойкости. Использование полиэтиленовых труб против отложений гипса рекомендуется в виде вставок в стальные трубы, что является также средством предотвращения коррозии.

Опытно-технологические испытания УЭЦН с защитным покрытием из пентапласта на Самотлорском месторождении показали, что средний межремонтный период работы УЭЦН увеличивается до 2 раз. Покрытие из пентапласта не предупреждает полностью отложения солей, а лишь снижает интенсивность роста их образований. Изменяется структура кристаллического состава солей: осадок представляет собой весьма неравномерный слой крупнокристаллической структуры.

На месторождениях «Роснефти» менеджмент солеотложений делится на два «этапа».

К первому «Оперативному этапу» принадлежат вопросы реагирования, принятия решений по эксплуатируемым месторождениям с злободневной проблемой отложений. В самом начале на месторождении надо ознакомиться с химическим составом закачиваемой и пластовой воды. Далее прослеживается воздействие изменений содержания ионов кальция, магния и других ионов на отложения, а также реакция породы. После этого рассчитывается потенциал солеотложения, прогнозируется при помощи различных инструментов моделирования.

Далее подбирается ингибитор солеотложения, определяется его минимальная рабочая концентрация. Также выбираются неингибиторные способы предотвращения солеотложения - извлечение ионов из закачиваемой или добываемой воды, обследование подтоварных и закачиваемых вод.

Второй этап называется «проектным». Проектный этап — это предсказывание и учет солеотложений на эксплуатируемых месторождениях. Здесь просчитывается вероятность прорыва воды во временном интервале, профиль закачек воды, добыча нефти и скорость отбора воды или флюидов. Также имитируется процесс солеотложения и методы борьбы с ними. Все данные учитываются при прогнозировании экономической оценки выбранных методов и ингибиторов солеотложений [7].

Борьба с отложениями начинается с оценки этих неорганических

отложений.

Существуют системы в программах, направленные на моделирование солеотложений при спуске установки в скважину, с учетом, характеристик добываемых флюидов. Рассмотрим на примере Самотлорского месторождения (Рисунок 11)..



Рисунок 11 - Состав вод. Изменение содержания ионов кальция и его критическое состояние [7].

Если концентрация гидрокарбонат-иона в попутно-добываемых водах с течением времени фактически не меняется, то концентрация иона кальция, наоборот, сильно меняется. Изменение содержания ионов кальция связано со многими причинами, но, прежде всего, с интенсификацией добычи нефти и использованием тяжелых растворов глушения.

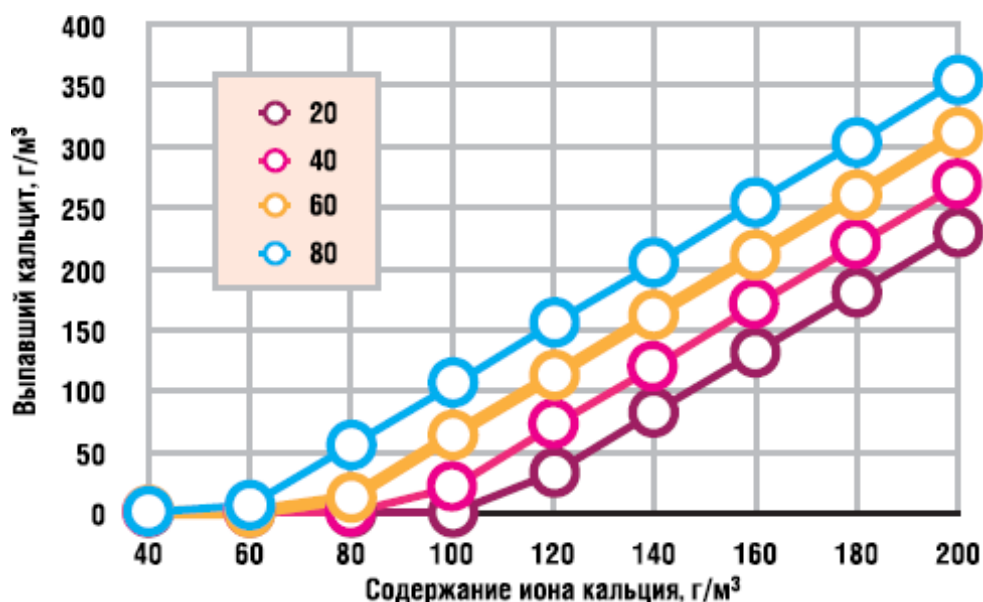


Рисунок 12 - Прогноз динамики выпадения кальцита [7].

На данном графике представлен прогноз динамики выпадения кальцита в зависимости от содержания ионов кальция при прочих равных условиях (остальной ионный состав) — то есть исследуется одна и та же модельная вода (в данном случае Самотлорского месторождения) при одинаковых термобарических условиях. При увеличении концентрации ионов кальция значение выпадения кальцитов увеличивается.

Все скважины солеотлагающего фонда Самотлорского месторождения были разбиты на группы по обводненности. И в каждом секторе по обводненности количество скважин было поделено на количество скважин из общего фонда, находящихся в этом же диапазоне обводненности. Получили следующий результат — отношение количества соляных скважин к общему количеству скважин, в зависимости от обводненности проходит через два максимума — в районе 15% и 75% обводненности. С учетом этого распределения обводненности, точнее, соляных скважин по обводненности, а также будущих условий разработки месторождений, которые также известны (они прогнозируются геологическими службами), получили распределение количества соляных скважин на приоритетных месторождениях.

При помощи моделирования проведен анализ стабильности всхвд, закачиваемых по системе ППД на всех КНС Самотлорского месторождения.

Были сформулированы рекомендации, как можно стабилизировать воды КНС, даны нижние и верхние пределы каждого из агентов в смеси закачиваемой воды.

Каждое прогнозирование и моделирование приводит к определению индекса насыщения солеобразующих ионов в воде. Это число отражает опасность солеотложения.

Для иллюстрации итогов прогнозирования по Самотлорскому месторождению построена трехмерная диаграмма, на которой по оси Y отмечается уровень опасности солеотложения. Этот уровень прямо пропорционален индексу насыщения, который зависит от двух параметров:

— это забойного давления и содержания ионов кальция.

Диаграмма служит инструментом прогнозирования солеотложений, но и иллюстрацией реального положения дел на месторождении

(Приложение 1) [7].

### **3 ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВЫБОРУ ТЕХНОЛОГИЙ БОРЬБЫ С СОЛЕОТЛОЖЕНИЯМИ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН**

Итак, на Самотлорском месторождении в настоящее время используются следующие технологии борьбы с солеотложениями:

- 1) Периодическое дозирование ингибиторов;
- 2) Использование СУДР (скважинная установка дозирования реагентов);
- 3) Использование специальных смол (полиамидные, полимерные покрытия) для защиты от солеотложений деталей глубинных электроцентробежных насосов (ЭЦН);
- 4) Прогнозирование солеотложений при помощи различных инструментов моделирования.

В ходе исследования существующих технологий борьбы с солеотложениями на Самотлорском месторождении становится целесообразным составить рекомендации по улучшению технологий борьбы с солеотложениями в процессе эксплуатации скважин. Но для начала рассмотрим подробно каждый из методов технологии борьбы с солеотложениями применительно именно к Самотлорскому месторождению.

Имеется огромное количество преград, которые делают доставку флюидов из недр земли на поверхность очень трудоемкой задачей. Одной из таких проблем является выпадение неорганических солей в скважине, призабойной зоне пласта, на поверхности подземного оборудования, в системах промыслового сбора и подготовки нефти и газа. Результат от выпадения солей в скважинах может быть такой силы и таким внезапным, что даже дебит скважины с хорошими показателями добычи нефти падает до нуля всего за сутки. На сегодняшний день нефтехимическая промышленность не стоит на месте, поэтому в мире существует множество

технологий решения данного вопроса [4, 5].

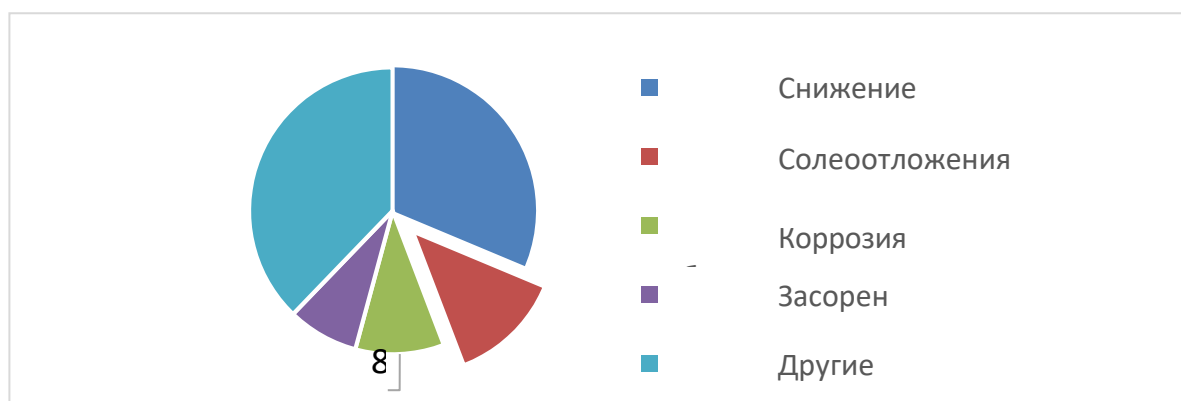
На Самотлорском месторождении, как и на большинстве нефтяных месторождений, существует проблема выбора метода предупреждения солеотложений, для которого требуется знать не только физико-химические процессы, но и причины, вызывающие выпадение солей при различных геологических условиях залегания нефти [6]. Необходимо уметь прогнозировать, выполнять контроль и своевременно предотвращать возможное появление солеотложений в процессе эксплуатации скважин [8]. Особенно важно сосредоточить внимание на правильном выборе необходимых методов борьбы с отложениями солей, которые позволили бы достичь максимальной их эффективности в конкретных условиях с учетом экономической целесообразности [9].

Эксплуатация скважин всегда сопровождается возникновением ряда осложнений. На Самотлорском месторождении при дальнейшей эксплуатации можно ожидать следующие виды осложнений с различной степенью их влияния на надежность работы погружного оборудования и труб :

- отложения солей;
- асфальто-смоло-парафиновые отложения;
- коррозионная агрессивность пластового флюида;
- влияние механических примесей;
- повышенное газосодержание на входе в насос.

Все эти осложнения приводят к снижению межремонтного периода скважин и требуют проведения различного рода мероприятий по их предупреждению. Основное количество ремонтов в скважинах с УЭЦН (установкой электроприводного центробежного насоса) проведено по следующим причинам (рисунок 13):

- снижение динамического уровня (31,3%);
- солеотложения (12,9%);
- коррозия оборудования (10%);



– засорение насоса (8%).

### 13 - Причины проведения ремонтов в скважинах, оборудованных УЭЦН

В таблице 5 приведены причины преждевременных отказов УЭЦН и УШГН(установка штангового глубинного насоса) за 2019 г. Как видно из таблицы, существенная часть отказов насосных установок (10–15%) происходила по причине образования отложений солей.

Таблица 5 - Причины преждевременных отказов УЭЦН за 2019 год

Причина отказа	Количество отказов	
	шт.	%
<b>Отказ УЭЦН</b>		
Аварии (коррозия НКТ – 4, нарушение технологии ремонта – 1)	5	1,9
Заводской брак ГЗ, НКТ	2	0,8
Засорение	4	1,5
Коррозия (НКТ, поверхности насоса)	39	15,0
Нарушение технологии ремонта	4	1,5
Не представлено оборудование для разбора	2	0,8
Негерметичность НКТ	79	30,4
в том числе с большой наработкой	66	25,4
Некачественный ремонт ГЗ	2	0,8
Отложения солей	39	15,0
Отсутствие допустимого интервала размещения ЭЦН	2	0,8
Снижение изоляции кабеля	4	1,5
Снижение динамического уровня	10	3,8
Не расследовано (снижение подачи, отсутствие подачи)	64	24,6
<b>Всего</b>	<b>260</b>	<b>100</b>
<b>Отказ УШГН</b>		
Солеотложения	9	10,2
Негерметичность НКТ с большой наработкой	4	4,5
Обрыв (отворот) штанг	6	6,8
Обрыв штока	2	2,3
Отворот штанг	1	1,1
Засорение клапанов продуктами коррозии, песком	11	12,5
Коррозия	2	2,3



Заводской брак штанг	1	1,1
Некачественный ремонт насоса	2	2,3
Истирания НКТ штангами	11	12,5
Истирания анкерного шпинделя	3	3,4
Гидратопарафиноотложения	1	1,1
Не расследовано	35	39,8
Всего	88	100

Примечания: НКТ – насосно-компрессорные трубы, ГЗ – гидрозащита.

За 2019 г. по причине солеотложения произошло 39 преждевременных отказов УЭЦН с наработкой 192 суток. Причины подъема ЭЦН – отсутствие подачи, снижение подачи, клин насоса.

На Самотлорском месторождении имеет место рост солеобразующего фонда, 13 скважин с отказами по причине солеотложений не относились к осложненному фонду. Проблеме роста солеобразующих скважин следует уделять очень серьезное внимание. Предотвращение солеотложений в скважинах, нефтепромысловом оборудовании и системах внутрипромыслового сбора и подготовки нефти является основным направлением в борьбе с данным видом осложнений [10]. В данной ситуации большую роль играют прогнозирование солеобразующего фонда и своевременное включение скважин в осложненный фонд для обработок ингибитором. В связи с этим рекомендуется проводить расчеты по прогнозированию вероятности солеотложений при разных режимах работы, проводить мониторинг и контроль за работой фонда и своевременно проводить профилактические мероприятия [7].

Удаление солевых отложений химическим путем зачастую является первым, самым дешевым методом, особенно в случае, когда применение механических методов затруднено, а также неэффективно или дорого. Вообще, из множества методов борьбы с отложениями солей эффективными и популярными являются химические методы с применением ингибиторов солеотложений [6, 9].

Одним из таких методов предупреждения солеотложений является периодическая закачка ингибитора солеотложения в затрубное пространство скважины [8]. Попав в скважину, ингибитор солеотложения создает

защитную пленку на поверхности образовавшегося кристалла соли, которая препятствует дальнейшей коагуляции (слипанию) мелких кристаллов в крупные. Ингибитор солеотложения периодически закачивается в затрубное пространство скважины в объеме, обеспечивающем защиту от солеобразования на время межочистного периода (МОП), то есть до проведения следующей обработки. Объем одной обработки рассчитывается, исходя из оптимальной дозировки реагента и объема добываемой воды в течение МОП. Необходимо отметить, что по существующим методикам дозировку ингибитора следует устанавливать на основании паспортной характеристики реагента [7]. При расчетах необходимо учитывать потери реагента на смачивание эксплуатационной колонны скважины. Величину МОП определяют по результатам анализов добываемой воды на вынос ингибитора солеотложения.

На Самотлорском месторождении производят обработку призабойной зоны пласта (ПЗП) скважины ингибитором солеотложения при производстве текущего и капитального ремонта скважин (ТКРС). В данном случае закачку ингибитора солеотложения в ПЗП производят при проведении ТКРС.

Необходимо помнить, что выбор технологии предотвращения солеотложения методом ингибирования зависит от двух параметров: зоны солеотложения в скважине, куда необходимо доставить реагент, и объема воды, подлежащей ингибированию. Немалую роль играет расположение самих скважин на месторождении.

Наряду с периодической закачкой существует и постоянный метод подачи ингибитора солеотложения на прием насоса. При этом подача ингибитора солеотложения в глубиннонасосное оборудование (ГНО) осуществляется по капиллярному трубопроводу (внутренний диаметр 1–2 мм) устройством дозирования реагента, состоящего из дозирочного насоса, емкости хранения реагента и блока местной автоматики. Монтаж данного трубопровода производится к колонне насосно-компрессорных труб при спуске ГНО. Заправку емкости блока дозирования реагента производит

специализированная организация по заявке цеха добычи нефти и газа. Постоянный контроль и обслуживание наземной дозирующей установки, риск повреждения капиллярного трубопровода являются недостатками данной технологии.

Не менее важный метод – это закачка ингибитора солеотложения при проведении гидравлического разрыва пласта (ГРП). Он используется в случае выявления отложения солей в результате взаимодействия химических реагентов, применяемых при производстве ГРП, и пластовой воды. В частности выпадения солей сульфата бария ( $\text{BaSO}_4$ ) при смешении пластовой воды «юрских» отложений, содержащей ионы  $\text{Ba}^{2+}$ , с деструктором геля, содержащем анион  $\text{SO}_4^{2-}$ , из-за увеличения температуры жидкости в рабочих каналах электроцентробежного насоса (ЭЦН). Ингибитор солеотложения добавляют в буферную жидкость при завершающей продавке при производстве ГРП.

Так же, как и традиционные методы, рекомендуется применение резонансно-волновых комплексов (РВК) в компоновке ЭЦН. Резонансно-волновой комплекс воздействует переменным электромагнитным полем на скважинный флюид, в результате чего в добываемой жидкости происходит активное образование мелких кристаллов измененной структуры, которые выносятся на поверхность, не откладываясь на скважинном оборудовании. РВК монтируется в нижнем основании погружного двигателя (ПЭД) установки ЭЦН

Существует и такой специальный метод, как применение внутрискважинных контейнеров с ингибитором [3]. В данном случае твердый ингибитор солеотложения размещается в специальном контейнере, который монтируется к нижнему основанию ПЭД установки ЭЦН, либо к НКТ. В процессе эксплуатации твердый ингибитор растворяется в добываемой жидкости и препятствует солеобразованию. Защитный период определяется количеством подвешиваемых контейнеров и расходом реагента в зависимости от объема добываемой жидкости. Расход реагента

регулируется количеством открытых отверстий в контейнере. Количество подвешиваемых контейнеров ограничивается нагрузкой на фланцевые соединения ЭЦН.

Еще один метод, применяемый для борьбы с солеотложением, – это использование инкапсулированных ингибиторов с размещением в зумпфе скважины. Технология микрокапсулирования основана на использовании капсул диаметром не более 75 мкм, внутри которых находится активная ингибиторная основа, диффундирующая через полимерную мембрану. Капсулированный ингибитор размещается в зумпфе скважины (при проведении ТКРС или при остановке скважины), данная технология не предусматривает задавки ингибитора в пласт (ПЗП). Максимальная величина зумпфа скважины для эффективного размещения инкапсулированного ингибитора не более 50 м. Количество ингибитора рассчитывается исходя из существующего зумпфа скважины. По истечении времени защитного действия ингибитора необходимо повторить его закачку.

Одним из методов предупреждения солеотложений является применение ЭЦН с рабочими органами из полимерных материалов. Рабочие органы ЭЦН, выполненные из полимерных материалов, характеризуются низкой адгезией материалов и высокой чистотой проточных каналов. Благодаря низкой адгезии рабочих органов ЭЦН снижается скорость солеотложения на рабочих органах насоса, что способствует продлению безотказного срока службы ГНО. Применение низкоадгезионных ЭЦН не решает полностью проблему солеотложения на рабочих органах ЭЦН, но позволяет улучшить защитный эффект при комбинировании с другими, вышеперечисленными методами предупреждения. Так совместное применение периодических обработок ингибитором затрубного пространства скважины с низкоадгезионным ЭЦН позволяет либо снизить объем закачиваемого реагента, либо увеличить межочистной период.

Самым новейшим методом борьбы с отложениями солей является применение ингибиторов солеотложений в составе пен. Сущность метода

заключается в том, что в затрубное пространство скважины подается ингибирующая композиция в составе мелкодисперсной высокоустойчивой азотсодержащей пены. Ингибирующая композиция готовится в следующей последовательности. Вначале готовят водный раствор карбоксиметилцеллюлозы с выдержкой для набухания в течение 24 ч. Затем в него вводят расчетное количество ингибитора солеотложения и ингибитора коррозии, которые тщательно перемешиваются. Последним вводится пенообразователь. Использование азота вместо воздуха исключает образование оксидов железа и возникновение каких-либо других нежелательных окислительных процессов [4].

Вспененная ингибирующая композиция способна длительное время сохранять свою структуру и обеспечивать защиту подземного оборудования, контактируя с поверхностью НКТ и эксплуатационной колонны. При этом содержащийся в ней ингибитор коррозии образует на поверхности металла защитную пленку, а ингибитор отложения солей, адсорбируясь на поверхности оборудования, предотвращает агрегацию зародышей микрокристаллов сульфида железа [5].

Для использования и подбора необходимых методов предупреждения солеотложения для различных скважин необходимо знать их основные характеристики и проблемы при эксплуатации скважин [9]. В таблице 6 приведены необходимые критерии для скважин с рекомендациями по выбору методов предупреждения солеотложения.

Таблица 6 - Критерии применения методов предупреждения солеотложений для скважин

Скважины	Методы предупреждения солеотложения(согласно приоритетам)
Скважины механизированного фонда,осложненного солеобразованием с обводненностью добываемой	1) периодическая закачка ингибитора солеотложения в затрубное пространствоскважины; 2) применение резонансно-волновыхкомплексов в составе ЭЦН;

продукции выше 30% при наличии круглогодичного проезда к скважине	3) при наличии повторных отказов проведение обработки ПЗП ингибитором солеотложения при производстве ТКРС
---	---

Продолжение таблицы 6

Скважины механизированного фонда, осложненного солеобразованием с обводненностью добываемой продукции ниже 30% при наличии круглогодичного проезда к скважине	1) применение резонансно-волновых комплексов в составе ЭЦН; 2) периодическая закачка ингибитора солеотложения в затрубное пространство скважины; 3) при наличии повторных отказов проведение обработки ПЗП ингибитором солеотложения при производстве ТКРС
Скважины механизированного фонда, осложненного солеобразованием при отсутствии круглогодичного проезда к скважине	1) применение резонансно-волновых комплексов в составе ЭЦН; 2) применение внутрискважинных контейнеров с ингибитором; 3) применение инкапсулированных ингибиторов
Новые скважины из бурения (освоения) при выявлении солеотложений по результатам эксплуатации соседних скважин	1) закачка ингибитора солеотложения при проведении ГРП; 2) проведение обработки ПЗП ингибитором солеотложения при освоении (без ГРП); 3) периодическая закачка ингибитора солеотложения в затрубное пространство скважины (при эксплуатации)
Скважины при проведении ГРП, где возможно выпадение солей в результате взаимодействия химических реагентов, применяемых при ГРП, и пластовой воды	1) закачка ингибитора солеотложения при проведении ГРП; 2) применение резонансно-волновых комплексов в составе ЭЦН; 3) применение внутрискважинных контейнеров с ингибитором
Скважины с нарушением ЭК, оборудованные ЭЦН+пакер	1) применение резонансно-волновых комплексов в составе ЭЦН; 2) применение внутрискважинных контейнеров с ингибитором; 3) проведение обработки ПЗП ингибитором солеотложения при производстве ТКРС
Скважины с нарушением ЭК, оборудованные ЭЦН в кожухе	1) применение резонансно-волновых комплексов в составе ЭЦН при возможности монтажа внутри кожуха; 2) применение внутрискважинных контейнеров с ингибитором на хвостовике ниже пакера; 3) проведение обработки ПЗП ингибитором солеотложения при производстве ТКРС

Скважины с ОРЭ, оборудованные компоновкой типа УОРЭП-ЭЦН	<p>I. солеотложения по верхнему объекту:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) периодическая закачка ингибитора солеотложения в затрубное пространство скважины;</li> <li>2) при наличии повторных отказов проведение обработки ПЗП ингибитором солеотложения при производстве ТКРС;</li> </ol> <p>II. солеотложения по нижнему (подпакерному) объекту:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) применение внутрискважинных контейнеров с ингибитором на хвостовик ниже пакера;</li> <li>2) при наличии повторных отказов проведение обработки ПЗП ингибитором солеотложения при производстве ТКРС</li> </ol>
--	---

Продолжение таблицы 6

Скважины с ОРЭ, оборудованные компоновкой типа ПРОК-ОРЭ	<ol style="list-style-type: none"> <li>1) периодическая закачка ингибитора солеотложения в затрубное пространство скважины;</li> <li>2) при наличии повторных отказов проведение обработки ПЗП ингибитором солеотложения при производстве ТКРС</li> </ol>
Скважины с ОРЭ, оборудованные компоновкой ЭЦН-ЭЦН, ШГН-ЭЦН (дуальная система, нижний ЭЦН размещен в кожухе)	<p>I. солеотложения по верхнему объекту:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) периодическая закачка ингибитора солеотложения в затрубное пространство скважины;</li> <li>2) при наличии повторных отказов проведение обработки ПЗП ингибитором солеотложения при производстве ТКРС;</li> </ol> <p>II. солеотложения по нижнему (подпакерному) объекту:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) применение резонансно-волновых комплексов в составе ЭЦН при возможности монтажа внутри кожуха;</li> <li>2) применение внутрискважинных контейнеров с ингибитором на хвостовик ниже пакера;</li> <li>3) проведение обработки ПЗП нижнего объекта ингибитором солеотложения при производстве ТКРС</li> </ol>

Ещё одним из способов повышения работоспособности оборудования и УЭЦН в условиях солеотложения является применение различных покрытий поверхности, соприкасающейся с жидкостью. Имеется положительный опыт применения покрытия НКТ стеклом, эмалями, различными лаками. СибНИИНП разработан способ нанесения покрытий на рабочие поверхности колес и направляющие аппараты УЭЦН из пентапласта. В соответствии с рекомендациями СибНИИНП на Самотлорском месторождении прошли испытания насосы с полиамидными колесами и направляющими аппаратами, покрытыми эпоксидной смолой, фторопластом, пентапластом с графитом и алюминием.

Также рекомендуется использовать УЭЦН с полимерными покрытиями в скважинах с умеренной интенсивностью солеотложения.



# ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕДИНЕНИЕ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б6В2	Бенке Вадим Алексеевич

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

## Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость материальных ресурсов определяется по средней рыночной стоимости. Оклады в соответствии с окладами сотрудников предприятия.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Районный коэффициент - 1,3; Накладные расходы – 16%.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Страховые взносы - 30,2%.

## Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения работ
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Разработка графика выполнения работ Расчет бюджета проведения мероприятия
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности

## Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Карта сегментирования
2. График выполнения работ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИК	Клемашова Елена Игоревна	конд.экон.нау К		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6В2	Бенке Вадим Алексеевич		

## 4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

### Введение

Объектом исследования в настоящей работе является солевой фонд скважин Самотлорского нефтяного месторождения (ХМАО). В работе проводится

анализ применяемых методов и технологий борьбы с солеотложениями.

Данный раздел, предусматривает рассмотрение следующих задач:

1. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения работ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения
- 2 Планирование выполнения работ по проектированию
- 3 Бюджет проведения работ по проектированию
- 4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности проведения работ

#### **4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения работ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения**

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование.


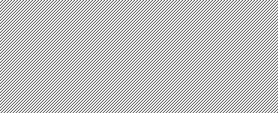
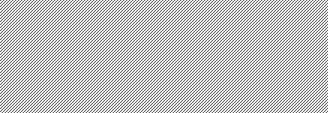
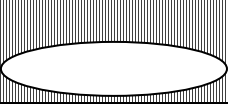

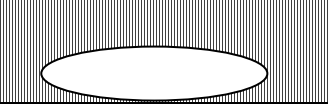

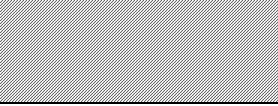
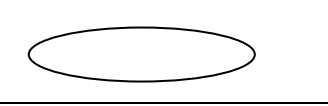
Целевой рынок – сегменты рынка, на котором будет продаваться в будущем разработка. В свою очередь, сегмент рынка – это особым образом выделенная часть рынка, группы потребителей, обладающих определенными общими признаками.

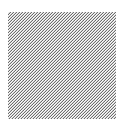
Сегментирование – это разделение потребителей на однородные группы, для каждой из которых может понадобиться определенный товар (услуга).

В зависимости от категории потребителей необходимо использовать соответствующие критерии сегментирования.

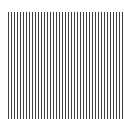
При рассмотрении вопросов применения методов и технологий борьбы с солеотложениями на месторождении были определены основные сегменты, а также выбраны наиболее благоприятные. Сегментирование сведем в таблицу 4.1.

Таблица 4.1 – Карта сегментирования рынка

Профиль	Вид услуги		
	Проектирование	Мониторинг	Оптимизация
Экономический			
Охрана труда			
Охрана окружающей среды			



Химические  
методы



Физические  
методы



Технологические  
методы

Таким образом, наиболее благоприятным сегментом и направлением для исследования был выбран проект реализации химических методов и технологий борьбы с солеотложениями на Саматлорском месторождении.

Детальный анализ конкурирующих решений, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов.

Целесообразно проводить данный анализ с помощью оценочной карты. Для этого составляем таблицу 4.2.

Таблица 4.2 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б <sub>ф</sub>	Б <sub>к1</sub>	Б <sub>к2</sub>	К <sub>ф</sub>	К <sub>к1</sub>	К <sub>к2</sub>
1	2	3	4	5	6	7	8
<b>Технические критерии оценки ресурсоэффективности</b>							
1. Повышение производительности	0,15	4	3	2	0,6	0,45	0,3
2. Удобство в эксплуатации	0,05	3	3	3	0,15	0,15	0,15
3. Энергоэкономичность	0,08	5	4	4	0,4	0,32	0,32
4. Надежность	0,08	5	3	3	0,4	0,24	0,24
5. Безопасность	0,1	5	5	5	0,5	0,5	0,5
6. Простота эксплуатации	0,05	4	3	3	0,2	0,15	0,15
<b>Экономические критерии оценки эффективности</b>							
1. Конкурентоспособность продукта	0,11	4	3	3	0,44	0,33	0,33
2. Уровень проникновения на рынок	0,05	1	2	2	0,05	0,1	0,1
3. Цена	0,08	4	4	3	0,32	0,32	0,24
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,07	4	4	4	0,28	0,28	0,28
5. Финансирование научной разработки	0,08	3	5	4	0,24	0,4	0,32
6. Срок выхода на рынок	0,05	4	4	4	0,2	0,2	0,2
7. Наличие сертификации разработки	0,05	1	3	3	0,05	0,15	0,15
<b>Итого</b>	<b>1</b>				<b>3,83</b>	<b>3,59</b>	<b>3,28</b>

Б<sub>ф</sub> – химические методы, Б<sub>к1</sub> – физические методы, Б<sub>к2</sub> – технологические методы

Позиция разработки и конкурентов оценивается по каждому показателю экспертным путем по пятибалльной шкале, где 1 – наиболее слабая позиция, а 5 – наиболее сильная. Веса показателей, определяемые экспертным путем, в сумме должны составлять 1.

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot B_i \quad (4.1)$$

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;  
B<sub>i</sub> – вес показателя (в долях единицы);

$B_i$  – балл  $i$ -го показателя.

Из оценочной карты видим, что наиболее конкурентоспособным является проект реализации химических методов и технологий борьбы с солеотложениями на Саматлорском месторождении.

#### 4.1.2 Технология QuaD

Технология QuaD (QUalityADvisor) представляет собой гибкий инструмент измерения характеристик, описывающих качество новой разработки и ее перспективность на рынке и позволяющие принимать решение целесообразности вложения денежных средств в научно-исследовательский проект.

В соответствии с технологией QuaD каждый показатель оценивается экспертным путем по стобальной шкале, где 1 – наиболее слабая позиция, а 100 – наиболее сильная. Веса показателей, определяемые экспертным путем, в сумме должны составлять 1. Оценка по технологии QuaD представлена в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Оценка по технологии QuaD

Критерий	Вес критерия	Баллы	Максимальный балл	Относит-е значение	Средневзвешенное значение
Показатели оценки качества разработки					
1. Энергоэффективность	0,1	95	100	0,95	0,095
2. Надежность	0,2	100	100	1	0,2
3. Функционал. мощность	0,05	70	100	0,7	0,035
4. Простота обслуживания	0,05	90	100	0,9	0,045
5. Безопасность	0,2	100	100	1	0,2
6. Уровень шума	0,07	100	100	1	0,07
7. Ремонтопригодность	0,08	100	100	1	0,08
Показатели оценки коммерческого потенциала разработки					
8. Конкурентоспособность	0,1	95	100	0,95	0,095

9. Перспективность	0,05	80	100	0,8	0,04
10 Цена	0,1	41	100	0,4	0,04
ИТОГО	1				0,9

Оценка качества и перспективности исследуемого варианта по технологии QuaD определяется по формуле:

$$P_{cp} = \sum B_i \cdot B_i \quad (4.2)$$

где  $P_{cp}$  - средневзвешенное значение показателя качества и перспективности,

$B_i$  - вес показателя (в долях единицы),

$B_i$  - средневзвешенное значение  $i$ -го показателя.

Значение  $P_{cp}$  позволяет говорить о перспективах разработки и качестве проведенного исследования. Если значение показателя  $P_{cp}$  получилось от 100 до 80, то такая разработка считается перспективной. Если от 79 до 60 – то перспективность выше среднего. Если от 69 до 40 – то перспективность средняя. Если от 39 до 20 – то перспективность ниже среднего. Если 19 и ниже – то перспективность крайне низкая.

В нашем случае  $P_{cp}=0,9 \cdot 100\% = 90\%$ ., что указывает на перспективность разработки.

## 4.2 Планирование выполнения работ

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- определение структуры работ в проектировании;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика выполнения проекта.

В рабочей группе предусматриваются два исполнителя: преподаватель и студент (Исполнитель). Составлен перечень этапов и работ в рамках проведения проектирования и произведено распределение исполнителей по

видам работ. Перечень этапов, работ и распределение исполнителей приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

№	Основные этапы	Содержание работ	Должность исполнителя
1	2	3	4
1	Постановка задачи	Изучение первичной информации об объекте, формулировка требований к техническому проекту, составление задания и плана на работу	Руководитель
2	Обзор литературы	Изучение первичной информации об объекте, составление задания и плана на работу	Исполнитель
3	Анализ данных о месторождении	Общие сведения о месторождении	Исполнитель
4		Геолого-физическая характеристика месторождения	Исполнитель
5		Физико-химические свойства нефти	Исполнитель
6	Проверка этапа работы	Согласование и ознакомление руководителя с исследованием	Руководитель
7	Анализ методов борьбы с солеотложением	Общие сведения о процессе солеотложения	Исполнитель
8		Анализ факторов и причин образования солей	Исполнитель
9		Анализ механизмов образования солей	Исполнитель
10	Проверка этапа работы	Согласование и ознакомление руководителя с исследованием, корректировка работы	Руководитель, Исполнитель
11	Выбор методов борьбы для объекта	Анализ методов предотвращения солей, выбор методов для объекта	Исполнитель
12	Обработка результатов	Обоснование принятых решений, корректировка замечаний и исправлений, указанных руководителем	Исполнитель
13	Оформление записки	Окончательная проверка руководителем, устранение недочетов	Руководитель, Исполнитель
14	Сдача ВКР	Подготовка к защите и защита ВКР	Исполнитель

Трудоемкость выполнения проекта оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости  $t_{ож\ i}$  используется следующая формула:



$$t_{ож.і} = \frac{3t_{\min} + 2t_{\max}}{5} \quad (4.3)$$

где  $t_{ож.і}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения  $i$ -ой работы чел.-дн.;

$t_{\min}$  – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы, чел.-дн.;

$t_{\max}$  – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы, чел.-дн.

Ожидаемая трудоёмкость и время выполнения работ приведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Календарная продолжительность работ

Название работы	Трудоемкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях $T_{pi}$	Длительность работ в календарных днях $T_{ki}$
	$t_{\min}$ , чел.-дни	$t_{\max}$ , чел.-дни	$t_{ож.і}$ , чел.-дни			
Изучение первичной информации об объекте, формулировка требований к техническому проекту, составление задания и плана на работу	1	1	1	Руководитель	1	1
Изучение первичной информации об объекте, составление задания и плана на работу	6	9	8	Исполнитель	8	10

Общие сведения о месторождении	2	5	4	Исполнитель	4	5
Геолого-физическая характеристика месторождения	7	15	11	Исполнитель	11	12
Физико-химические свойства нефти	7	11	9	Исполнитель	9	10
Согласование и ознакомление руководителей с исследованием	1	1	1	Руководитель	1	1
Общие сведения о процессе солеотложения	6	10	8	Исполнитель	8	8
Анализ факторов и причин образования солей	8	10	9	Исполнитель	9	9
Анализ механизмов образования солей	6	10	8	Исполнитель	8	8

Продолжение таблицы 4.5

Согласование и ознакомление руководителя с исследованием, корректировка работы	2	2	2	Руководитель	2	2
	9	13	10	Исполнитель	10	12
Анализ методов предотвращения солей, выбор методов для объекта	4	6	5	Исполнитель	5	6
Обоснование принятых решений, корректировка замечаний и исправлений, указанных руководителем	4	8	6	Исполнитель	6	6
Окончательная проверка руководителем, устранение недочетов	2	2	2	Руководитель	2	2
	14	18	16	Исполнитель	16	16
Подготовка к защите и защита ВКР	2	3	3	Руководитель	3	3
	1	1	1	Исполнитель	1	1
Итого					104	112

На основе таблицы 4.5 строится план-график проведения работ (рисунок 4.1). График строится для ожидаемого по длительности исполнения работ в рамках технического проекта с разбивкой по месяцам и декадам за период времени подготовки ВКР.

По данным таблицы 4.5 и по линейному графику (рисунок 4.1) продолжительность работ для исполнителей проекта составляет:

- для руководителя проекта 7 раб. дн.;

- для исполнителя 107 раб. дн.

№	Исполнители	Т <sub>р</sub> Дн.	Продолжительность выполнения работ											
			фев	март			апрель			май			июнь	
			3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2
1	Руководитель	1	■											
2	Исполнитель	8	■											
3	Исполнитель	4		■										
4	Исполнитель	11		■	■									
5	Исполнитель	9			■	■								
6	Руководитель	1				■								
7	Исполнитель	8				■	■							
8	Исполнитель	9					■	■						
9	Исполнитель	11						■	■					
10	Исполнитель	8							■	■				
11	Руководитель	1								■				
	Исполнитель	10								■	■			
12	Руководитель	1									■			
	Исполнитель	5									■	■		
13	Исполнитель	6										■	■	
14	Руководитель	2											■	■
	Исполнитель	16											■	■
15	Исполнитель	2												■
	Руководитель	1												■

Рисунок 4.1 – План-график продолжительности работы

### 4.3 Бюджет проведения работ

В смету проекта включаются затраты на финансирование деятельности исполнителей: заработная плата всех работников, непосредственно участвующих в выполнении работ по данному проекту, отчисления во внебюджетные фонды, а также накладные расходы.

Для проведения работ по проектированию материальные затраты не осуществляются – проектирование и проверку Исполнитель и руководитель проводят на собственной оргтехнике.

### 4.3.1 Заработная плата исполнителей проекта

Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов и тарифных ставок. Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением проекта, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$З_{зп} = З_{осн} + З_{доп}, \quad (4.4)$$

где  $З_{осн}$  – основная заработная плата;

$З_{доп}$  – дополнительная заработная.

Основная заработная плата руководителя рассчитывается по формуле:

$$З_{осн} = З_{дн} \cdot T_p \quad (4.5)$$

где  $З_{осн}$  – основная заработная плата одного работника;

$З_{дн}$  – среднедневная заработная плата работника, руб.;

$T_p$  – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$З_{дн} = \frac{З_m \cdot M}{F_d}, \quad (4.6)$$

где  $З_m$  – месячный должностной оклад работника, руб.;

$M$  – количество месяцев работы без отпуска в течение года;

$F_d$  – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн.

Для руководителя среднедневная заработная плата с учетом районного коэффициента  $k_p$ :

$$З_{дн} = \frac{З_m \cdot M \cdot k_p}{F_d} = \frac{32800 \cdot 10,4 \cdot 1,3}{243} = 1825 \text{ руб.}$$

Для исполнителя среднедневная заработная плата с учетом районного коэффициента  $k_p$ :

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_{\text{м}} \cdot M \cdot k_{\text{р}}}{F_{\text{д}}} = \frac{16140 \cdot 10,4 \cdot 1,3}{243} = 898 \text{ руб.}$$

Основную заработную плату за работу над проектом рассчитаем по формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot \text{Пр} \quad (4.7)$$

где Пр – продолжительность работы над проектом данного исполнителя в днях.

Расчет основной заработной платы приведен в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Расчет основной заработной платы

Исполнитель	Оклад, руб	Районный коэффициент	Месячный оклад работника, руб	Средне-дневная заработная плата, руб	Продолжительность, дн	Основная ЗП, руб
Руководитель	32800	1,3	42640	1825	7	12775
Исполнитель	16140	1,3	20982	898	107	96086

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{\text{доп}} = Z_{\text{осн}} \cdot k_{\text{доп}} \quad (4.8)$$

где  $k_{\text{доп}}$  – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12 – 0,15).

Расчет дополнительной и полной заработной платы приведен в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Расчет полной заработной платы

Исполнитель	Коэффициент дополнительной заработной платы	Основная заработная плата, руб	Дополнительная заработная плата, руб	Полная заработная плата, руб
Преподаватель	0,15	12775	1916,25	14691,25
Исполнитель	0,12	96086	11530,32	107616,32
ИТОГО				122307,57

#### 4.3.2 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников, травматизм.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot З_{\text{полн}} \quad (4.9)$$

где  $k_{\text{внеб}}$  – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.);

$З_{\text{полн}}$  – полная заработная плата работников.

$$З_{\text{внеб}} = 0,302 \cdot 122307,57 = 36936,88 \text{ руб.}$$

#### 4.3.3. Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые расходы, размножение материалов и т.д. Их величина составляет 16% от общей суммы затрат.

Результаты расчетов по затратам на полную заработную плату, отчисления во внебюджетные фонды, накладные расходы и структура затрат приведена в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Расчет сметы проектирования

Наименование статьи	$\Sigma И_{\text{смет}}$ , руб	Структура затрат, %
1. Затраты на полную заработную плату исполнителей проекта	122307,57	64,5
2. Отчисления во внебюджетные фонды	36936,88	19,5
3. Накладные расходы	30332,28	16
ИТОГО	189576,73	100

Общая сумма затрат проекта по принятому варианту исполнения научного исследования составляет 189576,73. Наибольшую часть суммы (64,5%) данного проекта составляет заработная плата исполнителям.

Расчет стоимости проведения мероприятий по борьбе в солевых отложениях при эксплуатации механизированного фонда скважин на исследуемом месторождении и эффекта от них представлен в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Расчет стоимости внедрения капиллярной системы подачи химических реагентов на одной скважине Саматлорского месторождения

Показатель, ед. изм.	Значение
Ремонтов за скользящий год	1
Средняя продолжительность ремонта, час	48
Стоимость ремонта скважины бригадой ПРС, руб./час	2500
Средняя стоимость ремонта насоса отсолевотложений руб./ед.	225 000,40
Затраты на приобретение оборудования КСП, руб.	447500
Химический реагент, руб/т	50000



Продолжение таблицы 4.9

Показатель, ед. изм.	Значение
Затраты на монтаж капиллярной системы, руб.	50000
Затраты на обслуживание, руб./мес	33000
Затраты на приобретение реагента, руб. (из расчета средней дозировки 3л/сутки)	54750
Затраты на обслуживание, руб./год	396000
ВСЕГО затрат на приобретение и обслуживания КСП	948250
Затраты на ремонт за скользящий год, руб.	240000
Простой скважины во время ремонта, суток/год	3
Стоимость потерь нефти из-за простоя, руб./сутки	50474,8
Стоимость потерь нефти из-за простоя, руб./год	1059972,44
Общие затраты на ремонт насосов руб/год	450000,8
ВСЕГО ПОТЕРЬ	1 800 448,04
ИТОГО	2 748 698,04

#### 4.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности проведения работ

Определение ресурсоэффективности проекта можно оценить с помощью интегрального критерия ресурсоэффективности:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i \quad (4.10)$$

где  $I_{pi}$  – интегральный показатель ресурсоэффективности для i-го варианта исполнения разработки;

$a_i$  – весовой коэффициент i-го варианта исполнения разработки;

$b_i$  – балльная оценка  $i$ -го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

$n$  – число параметров сравнения.

Оценку характеристик проекта проведем на основе критериев, соответствующих следующим требованиям:

1. Экономичность: оптимизация затрат на стадии проектирования приводит к их уменьшению на доли процентов, в абсолютном же измерении речь идет об экономии значительных средств.

2. Гибкость: возможность частых перестроек технологии производства и развития предприятия.

3. Безопасность: обеспечение безопасности работ, как для основного персонала, так и для вспомогательного.

4. Обеспечение надлежащего качества проведения работ.

5. Надежность: проведение работ в пределах допустимых показателей качества и исключение ситуаций, опасных для людей и окружающей среды.

6. Простота и удобство в эксплуатации: возможность использования персоналом более доступных, автоматизированных и адаптивных технологий.

7. Энергоэффективность: использование меньшего количества энергии для достижения результата.

Весовые коэффициенты характеристик проекта приведены в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Сравнительная оценка характеристик проекта

Критерии	Весовой коэффициент	Балльная оценка разработки	K1	K2
Экономичность	0,15	4	3	4
Гибкость	0,1	4	4	4
Безопасность	0,15	5	4	4
Обеспечение надлежащего качества	0,18	5	5	4
Надежность	0,2	5	4	4

Продолжение таблицы 4.10

Критерии	Весовой коэффициент	Балльная оценка разработки	K1	K2
Простота и удобство эксплуатации	0,07	5	5	4
Энергоэффективность	0,15	4	4	5
Интегральный показатель		4,6	4,1	4,15

Интегральный показатель ресурсоэффективности проекта:

$$I_{pi} = 4 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,1 + 5 \cdot 0,15 + 5 \cdot 0,18 + 5 \cdot 0,5 + 5 \cdot 0,07 + 5 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,15 = 4,6$$

Показатель ресурсоэффективности проекта имеет достаточно высокое значение (по 5-балльной шкале), что говорит об эффективности использования технического проекта.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА**  
**«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б6В2	Бенке Вадим Алексеевич

Школа		Отделение (НОЦ)	
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Тема ВКР: Комплексный подход к применению технологий борьбы с солеотложениями в процессе эксплуатации скважин на Самотлорском нефтяном месторождении (ХМАО)

<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<i>Отдел управления солеотложения состоит из основного производственного помещения, участок хранения сырья и вспомогательных материалов, комната оператора.</i>
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<i>ГОСТ Р ИСО 26000-2012. Руководство по социальной ответственности. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03. Гигиенические требования к естественному, Искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий. ГОСТ 12.0.003-74.ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования (01.07.92). ГОСТ 12.1.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.</i>
<b>2. Производственная безопасность:</b> 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов	<i>Технологический процесс характеризуется наличием следующих вредных производственных факторов</i>

2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	<ul style="list-style-type: none"> <li>- недостаточная освещенность;</li> <li>- повышенный уровень шума на рабочем месте;</li> <li>- отклонение показателей микроклимата в помещении;</li> <li>- повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны;</li> </ul>
3. Экологическая безопасность:	<ul style="list-style-type: none"> <li>- анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</li> </ul> <p>Ситуационная характеристика месторождения и мероприятия проводимые для предотвращения загрязнения окружающей среды.</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>Правовую основу защиты в чрезвычайных ситуациях составляют отдельные разделы законов «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», «О пожарной безопасности», «Об охране окружающей среды».</p> <p>В районе деятельности возможно возникновение следующих видов чрезвычайных ситуаций:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- техногенного характера;</li> <li>- природного характера;</li> </ul>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович	Кандидат технических наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6В2	Бенке Вадим Алексеевич		

## **5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

### **5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

Охрана труда и техника безопасности в России это – система сохранения жизни и здоровья работников в процессе трудовой деятельности, включающая в себя правовые, социально-экономические, организационно - технические, санитарно-гигиенические, лечебно-профилактические, реабилитационные и иные мероприятия (статья № 1 Федерального закона «Об основах охраны труда в Российской Федерации», 17.07.1999 г. №181-ФЗ), образующие механизм реализации конституционного права граждан на труд(ст. 37 Конституции РФ) в условиях, отвечающих требованиям безопасности и гигиены. (Это право закреплено также в ст. 7 международного пакта об экономических, социальных и культурных правах).

37 статья Конституции РФ: обеспечивает свободу труда, и дает право на труд, в тех условиях, которые отвечают специальным требованиям гигиены и безопасности. Пятый пункт выше указанной статьи гласит: «каждый имеет право на отдых». В конечном итоге, своим первоисточником, охраны труда имеет Конституцию РФ.

Федеральный орган исполнительной власти, осуществляет специализированные функции, по надзору и контролю в сфере труда, этот орган называется: «Федеральная служба по труду и занятости Министерства здравоохранения и социального развития Правительства РФ».

Данная служба руководствуется в своей деятельности федеральными законами, Конституцией РФ, указами Президента РФ и актами Правительства РФ, нормативными и правовыми актами Министерства здравоохранения и социального развития Российской Федерации, международными договорами РФ и Трудовым кодексом РФ.

Главные задачи трудового законодательства: создание необходимых правовых условий для достижения согласования интересов сторон трудовых отношений, интересов государства, а также правовое регулирование трудовых

отношений и иных непосредственно связанных с ними отношений.

Обязанности по обеспечению безопасных условий и охраны труда, согласно ст. 212 ТК РФ, возлагаются на работодателя. Последний, руководствуясь указанной статьей, обязан обеспечить безопасность работников при эксплуатации зданий, сооружений, оборудования, осуществлении технологических процессов, а также применяемых в производстве инструментов, сырья и материалов. Кроме того, работодатель обязан обеспечить, соответствующие требованиям охраны труда, условия труда на каждом рабочем месте; режим труда и отдыха работников в соответствии с трудовым законодательством, и иными нормативными правовыми актами, содержащими нормы трудового права. Работодатель должен извещать работников, об условиях охраны труда на рабочих местах, о возможном риске для здоровья, о средствах индивидуальной защиты и компенсациях.

Для исполнения специальных положений и других нормативных документов в области охраны труда и окружающей природной среды (№52-ФЗ «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения») соответственными ведомствами, где были разработаны требования, инструкции, нормы и стандарты, благодаря которым, должны обеспечивать требования законодательства в указанной области

## **5.2 Производственная безопасность**

### **5.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия**

Технологический процесс характеризуется наличием следующих опасных и вредных производственных факторов (таблица 8)

Таблица 8 - Основные элементы производственного процесса, Формирующие опасные и вредные факторы.

Наименование видов работ и параметров производственного процесса	Ф а к т о р ы (ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ )		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
1. Контроль технологического процесса в помещении для операторов	1. Отклонение показателей микроклимата в помещении 2. Недостаточность освещения рабочей зоны	1. Электрический ток 2. Пожароопасность	1. СанПиН 2.2.4.548-96 (97), 2. СанПиН 2.2.4.1191-03. (99) 3. ГОСТ 12.1.004-91 4.ГОСТ 12.1.010-76
2. Остановка и запуск ЦНС	1. Превышение уровней шума; 2. Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны;	1. Электрический ток 2. Пожароопасность	1. СанПиН 2.2.4.1191-03 (99), 2. СНиП П-12-77. (95); 3. СН 2.2.4/2.1.8.556–96 (103); 4. СанПиН 2.1.6.1032-01 (101) 5. ГОСТ 12.1.010-76

В нормах отдельно нормируется каждый компонент микроклимата в рабочей зоне производственного помещения: температура, относительная влажность, скорость движения воздуха в зависимости от способности организма человека к акклиматизации в разное время года, характера одежды, интенсивности производимой работы и характера тепловыделений в рабочем помещении [20].

Перепады температуры воздуха по высоте и по горизонтали, а также изменения температуры воздуха в течение смены при обеспечении оптимальных величин микроклимата на рабочих местах не должны превышать 2° С и выходить за пределы величин, указанных в табл. 10 для отдельных категорий работ.



Таблица 9 - Допустимые нормы микроклимата в рабочей зоне производственных помещений

Сезон года	Категория тяжести выполняемых работ	Температура, С <sup>0</sup>		Относительная влажность, %		Скорость движения воздуха, м/сек	
		Фактич. значение	Допустим. значение	Фактич. значение	Допустим. значение	Фактич. значение	Допустим. значение
1	2	3	4	5	6	7	8
Холодный	Iб (140-174)	22	19-24	55	15-75	0,1	0,1
Теплый	Iб (140-174)	22	20-28	55	15-75	0,1	0,1

Фактические значения параметров микроклимата в операторной ООУ соответствует допустимым значениям. Операторная ООУ оборудована естественной вентиляцией и кондиционером в соответствии с СНиП 2.04.05-91 Отопление, вентиляция и кондиционирование [21].

От степени освещенности напрямую зависит не только здоровье глаза работоспособность человека, но еще и его физическое и психоэмоциональное состояние.

Таблица 10 - Параметры систем естественного и искусственного освещения на рабочих местах

Наименование рабочего места	Тип светильника и источника света	Коэффициент естественной освещенности, КЕО, %		Освещенность при совмещенной системе, лк	
		Фактический	Норм. значение	Фактический	Норм. значение
1	2	3	4	5	6
Помещение для работы с дисплеями	Люминесцентные лампы	3,0	0,5	400	400

Фактические параметры освещения на рабочем месте соответствует допустимым. [22]

Действие шума различно: затрудняет разборчивость речи, вызывает необратимые изменения в органах слуха человека, повышает утомляемость.

Предельно допустимые значения, характеризующие шум, регламентируются в ГОСТ 12.1.003-83 [23].

Таблица 11. Допустимые уровни звукового давления изэквивалентного уровня звука (ГОСТ 12.1.003-83 с изм. 1999 г. [23])

Рабочие места	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни зв. и эквивалентные уровни звука дБа
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Постоянные рабочие места и рабочие зоны в производственных помещениях и на территории предприятий	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

Основные мероприятия по борьбе с шумом следующие: виброизоляция оборудования с использованием пружинных, резиновых и полимерных материалов, экранирование шума преградами, использование средств индивидуальной защиты против шума (ушные вкладыши, наушники и шлемофоны) согласно ГОСТ 12.1.029-80 [24] и СНиП п-12-77. Защита от шума [25].

Для нормальной деятельности организма человека необходимо, чтобы воздух в рабочих помещениях был по своему составу близок к атмосферному [24].

Основная причина смертельных случаев, связанных с поражением электрическим током – нарушение правил работы с электроприборами по ГОСТ 12.1.019-79.

Помещение лаборатории и компьютерного класса по опасности поражения людей электрическим током, согласно [28], относится к помещению без повышенной опасности поражения людей электрическим током, которые характеризуются отсутствием условий, создающих повышенную или особую опасность (влажность не превышает 75%, температура-20-23°C, отсутствуют токопроводящая пыль, полы деревянные).

Мероприятия по обеспечению электробезопасности:

- организация регулярной проверки изоляции токоведущих частей оборудования лаборатории и компьютерного класса;
- защитное заземление, с помощью которого уменьшается напряжение на корпусе относительно земли до безопасного значения;
- зануление;
- автоматическое отключение;
- обеспечение недоступности токоведущих частей при работе;
- регулярный инструктаж по оказанию первой помощи при поражении электрическим током.

Нормативные документы: ГОСТ 12.1.019-79 [27], ГОСТ 12.1.030-81[29], ГОСТ 12.1.038-82 [30].

Здания, сооружения и оборудование, предназначенное для приема, транспортирования и хранения ингибиторов солеотложения по пожарной безопасности относятся к категории "В". [31]

Противопожарный режим этих объектов устанавливается инструкциями, согласованные с органами пожарного надзора в установленном порядке.

Ответственность за пожарную безопасность отдельных цехов, участков, складов и других объектов несут начальники подразделений, за которыми закреплены эти объекты или лица исполняющие их обязанности.

Производственные помещения, установки, сооружения и склады должны быть обеспечены первичными средствами пожаротушения и пожарныминвентарем в соответствии с действующими нормами. [32]

Таблица 12. Перечень противопожарного оборудования [33].

Огнетушитель марки ОПС-10	1 шт
Ведро пожарное	1 шт
Багоры	1 шт
Топоры	1 шт
Ломы	1 шт
Ящик с песком 0,2 м <sup>3</sup>	1 шт

Помещение лаборатории и камеральное помещение по пожарной и взрывной опасности относятся к категории В [31] [34].

Для предупреждения и предотвращения ЧС на предприятии действует отдел ГО и ЧС, который решает задачи выявления потенциальных источников ЧС на территории предприятия и риск их возникновения

### **5.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия**

Произведем анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению.

#### *Электробезопасность*

Нефтегазодобывающая и нефтехимическая отрасли промышленности характеризуются большим числом металлических аппаратов, открытых установок, токопроводящих полов[13].

#### *Повышенное давление*

Высокий уровень давления в технологическом оборудовании, и трубопроводах могут привести к разрушению оборудования и как следствие нанести травмы работникам. Для предотвращения возникновения инцидентов на производстве применяют средства измерения КИПиА и предохранительную арматуру, а также соблюдение техники безопасности.

#### *Механические опасности*

Основными опасными факторами являются движущиеся и вращающиеся части рабочего механизма.

Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные средства защиты, - устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне.

Для работающих длительное время на холоде предусмотрены специально оборудованные помещения для периодического обогрева либо охлаждения с учетом периода года.

Центральная система водяного отопления поддерживает необходимую температуру микроклимата всех помещений предприятия. Температура нагрева поверхности радиатора не превышает 75-80°C. А температура помещения операторной КИПа не превышает 14-20°C.

Для нормализации воздушной среды производственных помещений и рабочих мест и защиты от воздействия химических факторов в помещении горячей и холодной насосных предусмотрена общеобменная приточная вентиляция.

### **5.3 Экологическая безопасность**

Геологическая среда - неотъемлемая часть окружающей среды и биосферы, охватывающая верхние разрезы гидросферы, в которую входят четыре важнейших компонента: горные породы (вместе с почвой), подземные воды (вместе с жидкими углеродами), природные газы и микроорганизмы, постоянно находящиеся во взаимодействии, формируя в естественных и нарушенных условиях динамическое равновесие.

*Безопасность экологическая* - состояние природной среды, обеспечивающее экологический баланс в природе и защиту окружающей среды и человека от вредного воздействия неблагоприятных факторов, вызванных естественными процессами и антропогенным воздействием, включая техногенное (промышленность, строительство) и сельскохозяйственное.

Экологически вредное - воздействие объекта хозяйственной или иной деятельности, приводящее к значительным, иногда необратимым изменениям в природной среде и оказывающее негативное влияние на человека.

Инженерно-геологические работы, как и прочие производственные виды деятельности человека, наносят вред геологической среде.

С целью уменьшения повреждений земельных угодий и снижение

вредных воздействий, геологоразведочные организации должны ежегодно разрабатывать планы-графики перемещения буровых агрегатов с учетом времени посевов и уборки сельскохозяйственных культур.

Подъездные дороги и буровые площадки по возможности необходимо располагать на малопродуктивных землях, а размеры их должны быть минимальными.

#### **5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Чрезвычайная ситуация - это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой жертвы, ущерб здоровью или окружающей среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Под источником ЧС понимают опасное природное явление, аварию или опасное техногенное происшествие, широко распространенную инфекционную болезнь людей, сельскохозяйственных животных и растений, а также применение современных средств поражения, в результате чего произошло или может возникнуть ЧС.

ЧС могут быть классифицированы по значительному числу признаков:

1. по происхождению (антропогенные, природные);
2. по продолжительности (кратковременные затяжные);
3. по характеру (преднамеренные, непреднамеренные);
4. по масштабу распространения.

Одной из наиболее частых аварий при работе с легковоспламеняющимися жидкостями являются взрывы и, соответственно, пожары.

При произошедшей чрезвычайной ситуации любого характера необходимо, в первую очередь, при получении информации, остановить производственные процессы и принять меры по отключению электроснабжения аварийного участка и отключению всего оборудования, используемого при работах.

Выполнение работ производится при помощи специальных инструментов, технических средств и материалов.

Во время выполнения работ территорию необходимо обозначить сигнальными знаками (красными флажками, лентами, плакатами), а также освободить от посторонних предметов, которые будут препятствовать перемещению оборудования и персонала.

На руководителя работ возлагается ответственность по обеспечению средствами пожаротушения (огнетушителем, ящиком с песком и лопатой, ведром с водой) и средствами индивидуальной защиты, а также по назначению ответственного за непрерывный контроль параметров газовой среды.

При возникновении неисправности оборудования, рабочего инвентаря и инструмента, работник должен немедленно прекратить работу и сообщить руководителю работ. При несчастном случае необходимо немедленно освободить пострадавшего от воздействия травмирующего фактора, оказать ему первую медицинскую помощь и сообщить о несчастном случае руководителю работ. Работы, связанные с взрывоопасными и взрывопожароопасными объектами, проводятся в дневное время, кроме аварийных ситуаций.

Основными источниками ЧС на территории Самотлорского месторождения являются:

- аварии в результате ГНВП на кустовой площадке добывающих скважин;
- аварии в результате разгерметизации РВС для нефти на территории ДНС;
- аварии в результате разгерметизации (порыв/инцидент) нефтесборных трубопроводов, выкидных линий и магистрального нефтепровода;

Для исключения разгерметизации оборудования, предупреждения аварийных выбросов и разливов опасных веществ, обеспечения максимальных

условий безопасности производства и обслуживающего персонала, снижения вредности производства в проекте предусмотрены следующие технические решения:

- емкостная аппаратура с нефтепродуктами оснащена дыхательными и предохранительными клапанами с огнепреградителями, арматурой с ручным и дистанционным приводом и сигнализаторами предельного верхнего уровня;
- технологическое оборудование оснащено необходимыми предохранительными клапанами для защиты оборудования от превышения давления;
- технологические процессы ведутся в закрытых аппаратах, исключающих возможность образования взрывоопасной смеси;
- монтаж и испытание трубопроводов предусмотрены в соответствии с требованиями РД 39-132-94, СП 34-116-97 и ПБ 03-585-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» и СНиП 3.05.05- 84 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы».

### **Заключение**

Важное значение имеет безопасная организации труда на предприятиях, связанных с химической промышленностью, где применяются едкие, токсичные, пожаро– и взрывоопасные вещества. При химических производствах существует высокий риск аварий, пожаров или отравлений, предотвращение которых во многом зависит от соблюдения норм и правил охраны труда.

Вопрос обеспечения безопасных условий труда – один из ключевых вопросов при организации трудовой деятельности в нашей стране. Стандарты безопасности труда, трудовое законодательство, правила и нормы труда, различные мероприятия (социально-экономические, гигиенические, организационные), направленные на обеспечение защиты здоровья и создания безопасных условий труда каждому работнику – это и есть



система мер по охране и организации трудового процесса.

В данном разделе определена выработка оптимальных норм и условий, направленных на создание безопасной и комфортной среды для работы человека, с целью сохранения его здоровья и производительности, а также выработка мер по охране окружающей среды.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Современный этап эксплуатации большинства нефтяных месторождений России связан с извлечением на поверхность больших объемов попутно добываемых вод. В результате роста обводнения добываемой продукции увеличивается и риск солеотложений. Вопросы о борьбе с солеотложениями остаются актуальными и на данный момент. Борьба с отложениями солей в скважинном оборудовании не имеет универсальных подходов, каждый случай образования солей имеет свой индивидуальный подход, и причину образования отложений следует изучать на конкретных месторождениях, учитывая все геолого-физические и технологические факторы. Предупреждение солеобразования должно быть постоянным направлением борьбы с солевыми отложениями.

Современная нефтедобыча характеризуется большим количеством проблемных «солепродуцирующих» скважин. Этот аспект подталкивает недропользователей к разработке методик и технологий по борьбе с солеотложениями.

Существование большого количества методов борьбы с солями связано с многофакторностью процесса выпадения твёрдой фазы. В связи с этим, производится тщательный анализ предполагаемого метода борьбы, перед его реализацией.

На Самотлорском нефтяном месторождении предпочтение отдаётся методам, предупреждающим солеотложение. При этом, предпочтение отдаётся выработки комплексных мер по защите нефтепромыслового оборудования: на месторождении комбинируют химические и технологические методы предупреждения солеотложений, так как это позволяет одинаково эффективно бороться с осадками, выпавших при разных механизмах.

На основании опыта протекания процесса солеотложения Самотлорского месторождения были предложены новые методы борьбы с солями.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Самушева А.А. Управление солеотложений при эксплуатации нефтяных месторождений // Проблемы геологии и освоения недр: труды XX Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня основания Томского политехнического университета, Томск, 4-8 Апреля 2016. - Томск: Изд-во ТПУ, 2016 - Т. 1 - С. 588-590
2. Нуднер. В.А. Гидрогеология СССР Том XVI Западно-сибирская равнина (Тюменская, Омская, Новосибирская и Томская область). М.:Недра, 1970.-368с.
3. Сидоренко А.В. Геология СССР Том XIV Западная Сибирь Часть 1 Геологическое описание/ М.:Недра, 1967.-664с
4. Нестеров И.И., Бадучан Ю.В., Сколовский А.П. Стратиграфия мезо- кайнозойских отложений Среднеобской нефтегазоносной области/ЗапСибНИГНИ Вып.7-Москва:Недра, 1968г., с. 11-57
5. Самушева А.А. Отчет о производственной практики в ТФ СНИИГГиМС, Томск, 2015-60с.
6. Назаров А.Д. Нефтегазовая гидрогеохимия юго-западной части Западно-Сибирскою нефтегазоносной провинции.-М.:Идея-Пресс,2004-288с.
7. Невядовский Е.Ю. Менеджмент солеотложения на месторождениях НК «Роснефть»//Производственно-технический нефтегазовый журнал Инженерная практика.-2009.-Пилотный выпуск.-37-45с.
8. Здольник С.Е. О.В. Акимов, Д.В. Маркелов, В.Н, Гусаков, А .И.Волошин, В.В. Рагулин Управление солеотложением – залог повышения эффективности нефтедобычи//Производственно- технический нефтегазовый журнал Инженерная практика.-2009.- Пилотный выпуск.-66-69с.
9. Водоподготовка: Справочник/Под редакцией С.Е. Беликова. М.:

Аква- Терм, 2007. — 240 с.

10. A.I. Voloshin, V.V. Ragulin, N.E. Tyabayeva, I.I. Diakonov, E.J. Mackay. Scaling Problems in Western Siberia, SPE 80407, SPE 5th International Symposium on Oilfield Scale, Aberdeen, 2003.

11. M. R. Luyster, W.E. Foxenberg, S.A. Ali. SPE 58734. Development of a Novel Fluid-Loss Control Pill for Placement Inside Gravel-Pack Screens.

12. С. Е. Здольник, А.Р. Латыпов, В.Н. Гусаков, А.Г. Телин, А.Н. Хандрико, О.Б. Аханкин. Технологии глушения скважин с контролем поглощения в условиях интенсификации разработки терригенных коллекторов. — Нефтяное хозяйство, № 11, 2007, с. 62–65.

13. Кудряшов С.Н. Менеджмент солеотложений на месторождениях НК«Роснефть»./Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2006. №2. URL: <http://www.nnt.ru>

14. Крабтри М., Эслингер Д., Флетчер Ф., Миллер М., Джонсон Э., Кинг Д. Борьба с солеотложениями-удаление и предотвращение их образования./Журнал «Ойлфилд Ревью», осень 1999

15. Камалетдинов Р.С. Обзор существующих методов предупреждения и борьбы с солеотложением в погружном оборудовании //Производственно-технический нефтегазовый журнал Инженерная практика.- 2019.-Пилотный выпуск.-12-15с.

16. Банк технологий // [Электронный ресурс]. –Режим доступа<http://бт.риэнм.рф>

17. Шангараева Л. А. Методы предотвращения отложения солей в нефтяных скважинах// Инновации в науке: сб. ст. по матер. XXVIIмеждунар. науч.-практ. конф. № 11(24). – Новосибирск: СибАК, 2013.- 163-168с.

18. Кащавцев В.Е. Солеобразование при добыче нефти / В.Е. Кащавцев, И.Т. Мищенко. М.: 2004. — 432 с.

19. Нефтегаз// [Электронный ресурс].-Режим доступа-<http://neftegaz.ru>

20.СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

20. СНиП 2.04.05-91 Отопление, вентиляция и кондиционирование.
22. СНиП 23-05-95 Естественное и искусственное освещение.
23. ГОСТ 12.1.003–83 (1999) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
24. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума.
25. СНиП П-12-77. Защита от шума.
26. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
27. ГОСТ 12.1.019 -79 (с изм. №1) ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
28. Правила устройства электроустановок. 7-е изд. с изм. и дополн. –Новосибирск, 2006. – 123 с.
29. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление.
30. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
31. НПБ 105-03. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации. – М.: Министерство Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий, 2003 г.
32. Пожарная безопасность. Взрывобезопасность/ Справочник: Баратов А.Н. М.: Химия, 1987.-210с.
33. ГОСТ 12.1.004–91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования (01. 07. 92).
34. ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
35. Крепша Н.В., Свиридов Ю.Ф. «Безопасность жизнедеятельности»: Учебное пособие –Томск: Изд-во ТПУ, 2003–144с.

Расчет рисков солеотложения в процессе добычи [7]

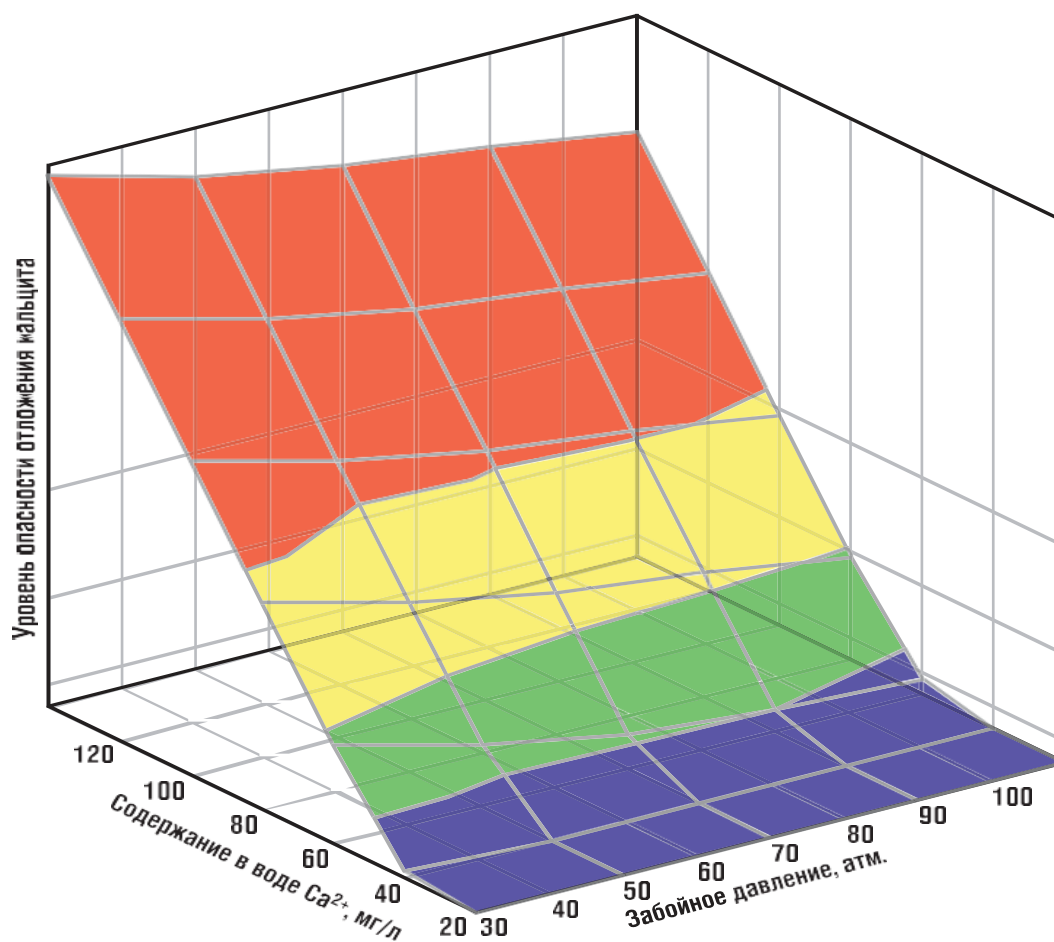


Диаграмма рисков солеотложения

Уровень опасности		Кальцит на насосе, г/т	Уровень опасности		Кальцит на насосе, г/т
0	низкий	< 20	2	опасный	100 - 200
1	средний	20 - 100	3	очень опасный	> 200